

Un repaso de las principales transformaciones en la explotación de hidrocarburos en el período 1989-2015*

PABLO BARNEIX**

El artículo analiza el funcionamiento del mercado de petróleo y gas natural en la Argentina en el período 1989-2015. El modelo de privatización y desregulación (1989-2011) se tradujo en una sobreexplotación, sobre todo en los primeros años, y una subinversión en exploración que devino en un acelerado agotamiento de las reservas disponibles. La recuperación económica experimentada tras el abandono de la convertibilidad evidenció la inviabilidad de dicho modelo ante un nuevo escenario caracterizado por un fuerte incremento de la demanda interna de hidrocarburos que se tradujo en un déficit energético creciente.

La recuperación del control de YPF por parte del Estado argentino a principios de 2012 significó un quiebre en la política petrolera llevada adelante desde principios de los noventa y pareció abrir un nuevo capítulo caracterizado por la búsqueda del ansiado autoabastecimiento y la creciente importancia asignada a las explotaciones de hidrocarburos no convencionales en ese proceso. Sin embargo, la llegada a la presidencia de Mauricio Macri no sólo pone un paréntesis a las posibilidades de volver a planificar una política sectorial de largo plazo, sino que abre un gran interrogante sobre la dirección que tomarán las políticas sectoriales y el papel de YPF en los próximos años.

Palabras clave: Hidrocarburos - Privatización - Desregulación - Déficit energético - Renacionalización

realidad económica 304 (2016) pp. 103-133
ISSN 0325-1926

* El presente artículo es producto de las actividades de investigación desarrolladas en el marco del proyecto PICTO PLACTED 0002/2013: "Las políticas públicas en CyT hacia los sectores de hidrocarburos y telecomunicaciones en el marco de la privatización de empresas públicas en Brasil. Estrategia de financiamiento y la vinculación con las universidades. Lecciones para el caso argentino". El autor agradece especialmente los valiosos comentarios y sugerencias realizados por Karina Forcinito, a quien, desde luego, se exime de toda responsabilidad por los errores u omisiones que pudieran existir.

** Investigador-Docente. Área de Economía. Instituto del Desarrollo Humano. Universidad Nacional de General Sarmiento.

Notes to understand the current energy problems in Argentina: A review of the main changes in the exploitation of hydrocarbons in the period 1989-2015

This article analyzes the market performance of oil and natural gas in Argentina throughout the period 1989-2015. The model of privatization and deregulation (1989-2011) resulted in overexploitation, especially in the early years, and the underinvestment in exploration that resulted in an accelerated depletion of available reserves. The economic recovery since the abandonment of the convertibility regime demonstrated the infeasibility of the model to a new stage characterized by a strong increase in domestic demand for oil which resulted in an increasing deficit in the area of energy.

Regaining control of YPF by the Argentine government in early 2012 meant a discontinuity in the oil policy pursued since the early nineties and seemed to open a new chapter characterized by the pursuit of long-awaited self-supply and the increasing importance attached to unconventional hydrocarbon exploitation in that process. However, the arrival to presidency of Mauricio Macri not only puts a parenthesis to the possibilities to replan a sector long-term policy, but also opens up a big question about the direction that the policies will take and about the role of YPF the next years.

Keywords: Hydrocarbons - Privatization - Deregulation - Energetic deficit - Renationalization

Fecha de recepción: mayo de 2016

Fecha de aceptación agosto de 2016

Introducción

El presente artículo pretende realizar un breve recorrido por los principales hitos en la historia reciente de la exploración y extracción del petróleo y del gas natural en la Argentina en el período que va desde mediados de 1989 hasta fines de 2015 con el propósito de favorecer la comprensión de la situación actual de la actividad y sus perspectivas ante un nuevo escenario caracterizado por un abultado déficit energético y las expectativas generadas en torno de la explotación de los hidrocarburos no convencionales. El análisis se focalizará en el desempeño del sector considerando el papel que tuvieron las políticas desarrolladas por el Estado nacional en dicha etapa¹.

La relevancia del sector hidrocarburífero radica en su carácter estratégico como insumo de uso difundido para el resto del sistema productivo (especialmente las actividades industriales y el transporte). El sector petrolero y gasífero constituyó y aún constituye uno de los pilares que sostiene el desenvolvimiento del capitalismo en la actual etapa de desarrollo. El carácter energo-intensivo de las principales funciones de producción tanto agropecuarias como industriales (fuertemente dependiente de los hidrocarburos) continúa vigente a pesar del surgimiento de fuentes energéticas alternativas. En este sentido, debemos tener en consideración que el petróleo y el gas son recursos no renovables con escasas posibilidades de sustitución en plazos acotados.

En la Argentina, la situación actual de la producción de hidrocarburos plantea serios interrogantes sobre el nivel de importaciones futuras y por consiguiente sobre la vulnerabilidad del funcionamiento global de la economía, puesto que si el abastecimiento energético no está garantizado se puede producir un fuerte deterioro en la calidad de vida de la población y de todo el aparato productivo². No debe perderse de vista que dada la tendencia al estrangulamiento externo evidenciado históricamente por la economía argentina resulta sumamente difícil suplir con importaciones los faltantes energéticos producto de la baja *performance* local, puesto que ello contribuye a profundizar el problema de escasez de divisas.

¹ El análisis estará centrado sobre las actividades que comprenden el “upstream” (exploración y extracción) haciendo referencia al “downstream” (transporte, industrialización y comercialización) solamente en los casos que se considere pertinente.

² La matriz energética argentina presenta como rasgo estructural una alta concentración en los hidrocarburos en sus fuentes de energía primaria. El 88,5% de la oferta total de energía primaria proviene de los combustibles fósiles, correspondiendo un 50,8% al gas natural, un 36,7% al petróleo y el 1% al carbón mineral. Mientras que el 11,5% restante proviene de la energía hidráulica, la energía nuclear, leña y bagazo, el aceite vegetal y otros recursos primarios (Balance Energético Nacional. Año 2014. Ministerio de Energía y Minería de la Nación).

No obstante, en la actualidad, la posibilidad de explotar recursos de reservorios no convencionales ha suscitado enormes expectativas, fundamentalmente a partir de las grandes cantidades de “shale gas” y “shale oil” presentes en el megayacimiento de “Vaca Muerta”³. Desde 2010 la producción de hidrocarburos no convencionales ha crecido día a día en el país. En consecuencia, en los últimos años su participación en el total de la producción ha pasado a ser significativa.

El artículo está organizado de la siguiente manera: en la primera sección analizamos los rasgos estructurales y la dinámica del mercado petrolero argentino en la etapa del modelo de privatización y desregulación⁴ (1989-2011). En segundo lugar, abordamos la política sectorial del período pos-convertibilidad con el fin de establecer rupturas y continuidades con los años noventa (2002-2011). La tercera sección está dedicada a estudiar específicamente la problemática actual del sector energético argentino y sus perspectivas a partir de la renacionalización del 51% de las acciones de YPF producida a comienzos de 2012. Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas en relación con las diversas dimensiones analizadas.

1. Las reformas de los noventa en el sector hidrocarburífero argentino: la puesta en marcha del modelo de privatización y desregulación de la actividad

A partir de 1989, en el marco de la aplicación de un amplio programa de políticas neoliberales, se produjo un cambio radical en la concepción que se tenía de los hidrocarburos como insumo estratégico, tanto el petróleo como el gas natural en la medida en que pasaron a ser considerados como una mercancía transable más. La sanción de las leyes de Reforma del Estado (ley 23.696) y de Emergencia Económica (ley 23.697) a pocos meses del comienzo del gobierno de Carlos Menem abrió el camino a un proceso de reformas estructurales que avanzó sobre el sector petrolero cambiando radicalmente esta orientación que había caracterizado la política petrolera hasta entonces.

³ El yacimiento de “Vaca Muerta” se encuentra ubicado en las provincias de Neuquén y parte de Mendoza. La formación tiene una superficie de 30 mil km², de los cuales YPF posee la concesión de más de 12 mil km² y tiene un enorme potencial para la obtención de petróleo y gas no convencional.

⁴ La “desregulación” a la que se hace referencia se trató en realidad de una regulación “pro-capital” implementada desde el Estado. Es decir, se implementó una nueva regulación orientada a garantizar el monopolio de la actividad y altos niveles de rentabilidad al sector privado, fundamentalmente extranjero (Forcinito; Vilas; Iazzetta y Bohoslavsky, 2005). En este sentido, a los fines analíticos propuestos el término “desregulación” será utilizado en este trabajo para explicitar las reformas “promercado” instauradas en los años noventa.

Ese mismo año, por decreto el presidente Menem creó un mercado libre de crudo, otorgó la libre disponibilidad y la libre exportación del petróleo extraído por parte de cada empresa privada. En 1990, mediante la sanción de otro decreto⁵, se transformó a YPF, que era una sociedad del Estado, en una sociedad anónima autorizando al Ministerio de Economía para ofrecer las acciones y obligaciones de YPF S.A. en el mercado a partir del 1 de enero de 1991⁶. Asimismo, el Estado nacional asumía los créditos y deudas de YPF al 31 de diciembre de 1990.

La ley 24.145 dictada en noviembre de 1992 distribuyó el capital de YPF S.A. entre el Estado nacional (51 %), las provincias productoras de petróleo (39 %) y los trabajadores (recibieron el 10 % de las acciones por medio de los Programas de Propiedad Participada -PPP-). La misma ley autorizó, aprobando los decretos del PEN sobre dicha materia, la privatización de las acciones en poder del Estado nacional y de las provincias obligando a una liquidación conjunta. La autorización era total, pero el 50 % era obligatorio (Hidalgo, 2009).

Dicha ley establecía además la transferencia a las provincias del dominio público sobre los yacimientos existentes en su territorio o hasta 12 millas marinas. La provincialización de los recursos hidrocarburíferos terminaría por consagrarse con la reforma constitucional propiciada por Menem y acordada con Alfonsín en 1994, mediante la cual obtuvo la posibilidad de ser reelecto. La reforma constitucional estableció que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos existentes en su territorio”.

En 1993, el 50 % de las acciones del Estado nacional y de los provinciales fueron transferidas al sector privado. Luego, rápidamente, tanto las provincias, como los trabajadores fueron vendiendo sus tenencias presionados por las altas cotizaciones y la necesidad de liquidez. Finalmente, en 1999, la empresa española Repsol terminó de adquirir las acciones que todavía se encontraban en poder del Estado nacional, de los estados provinciales y del sector privado quedándose con el manejo de la compañía, lo que significó la privatización y extranjerización casi total de la explotación del petróleo y el gas descubierto en la Argentina.

⁵ El PEN, a través del decreto 2778/90 del 30 de diciembre de 1990 transformó a YPF en una sociedad anónima y la declaró sujeta a privatización facultando al Ministerio de Economía de la nación a determinar la forma y condiciones en que serían ofrecidas en el mercado.

⁶ Por su parte, la privatización de Gas del Estado empresa que tenía a su cargo el transporte y la distribución de gas en el nivel domiciliario e industrial fue ordenada a mediados de 1992 por la ley 24.076 que redefinió el contexto de la industria y estableció los parámetros del marco regulador. La empresa fue dividida en diez unidades independientes: dos transportistas (TGN en el norte correspondiente a los gasoductos norte-centro-oeste y TGS con los gasoductos San Martín, NEUBA I y II); y ocho distribuidoras (Metropolitana, Buenos Aires Norte, Cuyana, Central, Litoral, Noroeste, Pampeana y Sur). Cada una de estas empresas recibieron una licencia por 35 años con opción a 10 más (Hidalgo, 2009).

De esta manera, el gobierno de Menem modificó radicalmente el esquema de producción, (al igual que el de transporte y disposición de los hidrocarburos) generando el retiro del Estado como actor central del sector petrolero y gasífero dando lugar a la consolidación de un oligopolio altamente concentrado. La regulación promercado implementada buscó hacer converger los precios locales con los internacionales garantizando altos niveles de rentabilidad al capital privado⁷. En ese sentido, por caso, se mantuvo dolarizado el precio de gas en boca de pozo. Sin embargo, este alineamiento de precios no fue tal, puesto que durante toda la década de los noventa los precios domésticos estuvieron por encima de los precios internacionales como consecuencia del poder monopólico ejercido por las empresas con posición dominante en el mercado (Forcinito y Nahón, 2005).

Precisamente por la elevada rentabilidad asociada con el esquema regulatorio que se implementó, se produjo un significativo aumento de la producción (sobreexplotación) y también de los niveles exportados (sobre todo durante los primeros años)⁸. Paralelamente, la ausencia de control estatal sobre la relación producción/exportación/exploración derivó en una drástica disminución de las inversiones en exploración (subexploración), con la consiguiente caída de las reservas.

En este sentido, resulta evidente que pese a los altos niveles de rentabilidad en términos internacionales (Azpiazu, 2005) no existieron incentivos suficientes para promover inversiones en exploración. Así, la explicación a la caída sostenida en la incorporación de nuevas reservas de crudo y gas natural debe buscarse en el carácter transnacional de la operatoria de la mayoría de las petroleras con actuación en el país. Dichas compañías, al decidir el des-

⁷ En la práctica, el nuevo esquema regulatorio entregó la apropiación de la mayor parte de la renta petrolera al capital privado, básicamente extranjero. A partir de la privatización total de YPF SA el Estado nacional solo podía apropiarse de parte de esa renta vía el impuesto a las ganancias que tributan las empresas anualmente, puesto que resignó la posibilidad de captar renta por medio de la explotación estatal (las retenciones, que comenzaron a aplicarse a partir de 2002, son otro mecanismo de captación de renta por parte del Estado). Por su parte, las provincias productoras continuaron participando de la distribución mediante el sistema de regalías. Las regalías son una contraprestación económica mediante la cual los titulares de las concesiones hidrocarburíferas están obligados a pagar por el derecho de explotar los recursos a los estados provinciales que, en la Argentina, son los propietarios del subsuelo. En la Argentina la alícuota que reciben las provincias es del 12 % (siendo actualmente unas de las más bajas del mundo). Para un mayor análisis sobre la evolución de la distribución de la renta de los hidrocarburos en la Argentina ver Kozulj, 2002; Recalde, 2011 y Barrera, 2013a.

⁸ Entre las principales falencias regulatorias se destacan las bajas regalías por la explotación de los hidrocarburos (12 %); la entrega del manejo del comercio exterior a las empresas; la falta de control de las reservas por parte del Estado; la inexistencia de sanciones ante el incumplimiento de la normativa sectorial mediante la cual se les entregó los yacimientos de YPF (Ortiz y Schorr, 2014).

Cuadro 1. Evolución de la producción, las exportaciones y las ventas internas de crudo en la Argentina a partir de la desregulación de la actividad, 1990-2011

Año	Producción (P) (millones de m ³)	Var. P (%)	Exportaciones (X) (millones de m ³)	Var. X (%)	Ventas internas (P-X) (millones de m ³)	Var. Vtas. Int. (%)	Vtas. int./P.
1990	28,004	—	1,036	—	26,967	—	96
1991	28,620	2	1,437	39	27,183	1	95
1992	32,246	13	3,066	113	29,180	7	90
1993	34,447	7	5,167	69	29,280	0	85
1994	38,732	12	12,142	135	26,590	-9	69
1995	41,739	8	16,251	34	25,488	-4	61
1996	45,569	9	18,859	16	26,710	5	59
1997	48,425	6	19,328	2	29,097	9	60
1998	49,148	1	19,184	-1	29,964	3	61
1999	45,587	-7	15,611	-19	29,975	0	66
2000	43,243	-5	16,099	3	27,144	-9	63
2001	44,578	3	16,685	4	27,893	3	63
2002	43,953	-1	15,460	-7	24,493	-12	56
2003	43,125	-2	13,335	-14	29,790	22	69
2004	40,639	-6	10,237	-23	30,402	2	75
2005	38,621	-5	8,686	-15	29,935	-2	78
2006	38,268	-1	5,079	-42	33,188	11	87
2007	37,306	-3	3,301	-35	34,005	2	91
2008	36,637	-2	3,194	-3	33,343	-2	91
2009	36,146	-1	5,286	65	30,860	-7	85
2010	35,345	-2	5,266	0	30,079	-3	85
2011	33,218	-6	3,454	-34	29,764	-1	90
Prom. 1990-2001	40,028	5	12,072	36	27,956	0	72
Prom. 2002-2011	38,326	-3	7,330	-11	30,996	1	81
Prom. 1990-2011	39,254	1	9,917	14	29,337	1	76

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

tino de sus inversiones, prefirieron invertir en países donde la tasa de rentabilidad resultaba aún más elevada (Bolivia, Ecuador, golfo de México, Libia, Argelia, etc.) (Barneix, 2012).

En el **cuadro 1** se observa cómo la privatización y el modelo de explotación asociado condujo a un fuerte aumento de la extracción de crudo en los primeros años⁹. Se evidencia cómo las reformas estructurales implementadas

⁹ No debe perderse de vista que fue la utilización de tecnología más avanzada y la mejora en el factor de recuperación, en paralelo con la puesta en producción de yacimientos que el

entre 1989 y 1993 derivaron en un significativo incremento de los volúmenes exportados. En 1997 y 1998 se registraron ventas récord al exterior por más de 19 millones de m³ varias veces por encima del millón de m³ exportado a comienzos de la década. Sin embargo, desde 1998, año en el que se registró un pico de casi 50 millones de m³, la producción de petróleo en la Argentina bajó en forma ininterrumpida¹⁰. En 2011, el último año antes de que el Estado volviera a tomar el control de YPF, se extrajeron poco más de 33 millones de m³ lo que implica una caída acumulada del 38% entre 1998 y 2011.

A partir de 2002, tras el abandono de la convertibilidad, la Argentina experimentó un fuerte crecimiento económico expresado en una importante recomposición industrial y mejoras sociales que significaron un crecimiento del consumo interno de hidrocarburos. En este nuevo escenario, la caída experimentada en la producción local de crudo redujo aún más los saldos exportables. Adicionalmente, las exportaciones de crudo también se vieron desalentadas por la introducción de retenciones que fueron incrementándose paulatinamente (la política de retenciones sobre el petróleo y el gas será analizada en el apartado 2). De esta manera, la caída en la producción se vio acompañada por una reducción de las cantidades exportadas motivada tanto por la reducción de la oferta como por el cobro de derechos de exportación por parte del gobierno nacional (ver **cuadro 1**).

Cabe señalar, que la caída experimentada en las exportaciones de crudo desde 2002 significa un cambio de la política estatal llevada a cabo en los años noventa. La disminución de las cantidades extraídas de petróleo en el período posconvertibilidad tuvo como correlato el incremento del porcentaje destinado al abastecimiento interno en detrimento de las exportaciones (cayeron en promedio un 11% año tras año) que elevaron en poco más de 2,5 millones de m³ el crudo orientado a satisfacer la demanda local en el período 2002-2011 con respecto a la etapa 1990-2001. Como se puede observar en el **cuadro 2**, el porcentaje del crudo producido que se dedicó al consumo interno pasó del 72% en el período 1990-2001 al 81% en la etapa que va desde 2002 hasta 2011.

Con respecto al gas natural, también se produjo un importante aumento en la producción que alcanzó su pico en el año 2004 cuando la extracción superó los 52.000 millones de m³. Desde entonces se registró un paulatino descenso en los volúmenes producidos hasta ubicarse en 2011 en poco más

radicalismo había dejado de lado para centrarse sobre las áreas centrales, lo que permitió incrementar sustancialmente la producción entre los años 1993 y 1998 (ver Ortiz, 2007, Barrera, 2012, Kozulj y Bravo, 1993, entre otros).

¹⁰ Cabe señalar, que al año siguiente Repsol se hace cargo de YPF al quedarse con prácticamente la totalidad de las acciones. Es decir, la adquisición de YPF por parte de Repsol coincide con el comienzo del declive en la producción de crudo (Barneix, 2012).

Cuadro 2. Evolución de la producción, las exportaciones y ventas internas de gas natural en la Argentina a partir de la desregulación de la actividad, 1990-2011

Año	Producción (P) (millones de m ³)	Var. P (%)	Exportaciones (X) (millones de m ³)	Var. X (%)	Ventas internas (P-X) (millones de m ³)	Var. Vtas. Int. (%)	% Vtas. int./P. (%)
Vtas. int./P.							
1990	23.017,917	--	---	--	23.017,917	--	100
1991	24.642,916	7	---	--	24.642,916	7	100
1992	25.042,630	2	---	--	25.042,630	2	100
1993	26.662,657	6	---	--	26.662,657	6	100
1994	27.697,397	4	---	--	27.697,397	4	100
1995	30.441,179	10	---	--	30.441,179	10	100
1996	34.649,729	14	---	--	34.649,729	14	100
1997	37.077,499	7	670,740	--	36.406,759	5	98
1998	38.998,034	5	1.985,047	196	37.012,987	2	95
1999	43.313,252	11	3.385,873	71	39.927,379	8	92
2000	45.766,036	6	4.646,921	37	41.119,115	3	90
2001	46.216,081	1	6.180,275	33	40.035,806	-3	87
2002	46.245,119	0	5.846,336	-5	40.398,783	1	87
2003	50.633,115	9	6.460,531	11	44.172,584	9	87
2004	52.349,267	3	7.348,143	14	45.001,124	2	86
2005	51.566,791	-1	6.600,100	-10	44.966,691	0	87
2006	51.778,528	0	3.067,470	-54	48.711,058	8	94
2007	51.006,115	-1	1.245,025	-59	49.761,090	2	98
2008	50.509,164	-1	697,935	-44	49.811,229	0	99
2009	48.417,101	-4	782,125	12	47.634,976	-4	98
2010	47.098.582	-3	401,183	-49	46.697,399	-2	99
2011	46.312,773	-2	152,820	-62	46.159,953	-1	99,7
Prom. 1990-2001	33.627,111	7	1.405.738	31	32.221,373	5	97
Prom. 2002-2011	49.591,656	0	3.260.167	-25	46.331,489	2	94
Prom. 1990-2011	40.883,722	4	2.248.660	4	38.635,062	3	95

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

de 46.000 millones de m³, con una caída del 12 % respecto de tan sólo siete años atrás (ver **cuadro 2**). El declive en la producción local de gas natural fue acompañado por una significativa reducción de las exportaciones ante la imposibilidad de hacer frente a la creciente demanda doméstica que obligó además a importar cantidades mayores de gas natural desde Bolivia y luego también gas natural licuado (GNL) ¹¹.

¹¹ El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en

Como puede verse en el **cuadro 2**, las exportaciones de gas natural se iniciaron en 1997 una vez que se contó con la infraestructura de transporte necesaria. Cabe señalar, que en los años noventa se construyeron diez gasoductos de exportación orientados fundamentalmente al mercado chileno y ninguno orientado al mercado interno. A partir de allí, las ventas al exterior se incrementaron rápidamente a una tasa promedio del 84,5% anual para el período 1997-2001. Esta situación contrasta con lo sucedido en la etapa 2002-2011 (posconvertibilidad) cuando las exportaciones disminuyeron a una tasa del 25%, lo que refleja también un giro en la política pública del sector. Los volúmenes exportados comienzan a caer en 2005 (en 2004 se incorporó el gas natural al esquema de retenciones) hasta prácticamente desaparecer en 2011 elevando la cantidad de dicho recurso destinado a abastecer el consumo doméstico pese la retracción registrada en la producción total.

En cuanto a la evolución de las importaciones de crudo y gas natural, mientras que las compras externas de petróleo (que no alcanzaron en ningún momento volúmenes considerables) prácticamente desaparecieron a partir de 2008 (ver **cuadro 3**), las importaciones de gas natural se incrementaron sustancialmente en el período 2002-2011 como consecuencia del aumento de la demanda doméstica de energía (ver **cuadro 4**)¹².

Las importaciones de gas natural desde Bolivia representaron en promedio un 5% de la oferta total durante el período 1990-2001 manteniéndose en torno de los 2.000 millones de m³ anuales con excepción del período 1999-2001 donde no se registraron compras de gas importado ante la caída del consumo doméstico debido a la profundización de la recesión en el país. Con la recuperación de la actividad económica experimentada tras la salida del régimen convertible, la Argentina comienza nuevamente a importar gas boliviano. Dichos volúmenes registran un paulatino pero sostenido aumento en virtud tanto del crecimiento de la demanda local producto de la recuperación de la economía, como de la reducción de las cantidades producidas internamente a partir de 2004. Adicionalmente, desde 2008 debió recurrirse a la provisión GNL para completar el abastecimiento interno. Si bien el promedio del gas natural importado sobre la oferta total para el período posconvertibilidad es sólo del 3,8%, los volúmenes han ido creciendo llegando a representar en 2011 cerca del 14% de la oferta total con una importación

forma líquida. Es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es posible llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -162° C. Así, para poder transportar el gas natural licuado, se ha de lograr reducir el volumen del gas natural en 600 veces. Luego se transporta en buques especiales llamados metaneros hacia plantas regasificadoras.

¹² Cabe agregar, que desde su creación en 2004, Enarsa se encargó de realizar las principales importaciones de los faltantes energéticos incurriendo en importantes erogaciones.

Cuadro 3. Evolución de la producción, importaciones y la oferta total de crudo en la Argentina durante el modelo de privatización y desregulación, 1990-2011

Año	Producción (P) (millones de m ³)	Var. P (%)	Importaciones (M) (millones de m ³)	Var. M(%)	Oferta total (OT) (P+M) (millones de m ³)	Var. OT (%)	% M/OT
1990	28,004	—	0,053	—	28,057	—	0,19
1991	28,620	2	0,247	366	28,867	3	0,86
1992	32,246	13	0,010	-96	32,257	12	0,03
1993	34,447	7	0,171	1480	34,618	7	0,50
1994	38,732	12	0,572	234	39,304	14	1,46
1995	41,739	8	0,811	42	42,551	8	1,91
1996	45,569	9	0,848	5	46,418	9	1,83
1997	48,425	6	1,278	51	49,703	7	2,57
1998	49,148	1	1,339	5	50,487	2	2,65
1999	45,587	-7	0,359	-73	45,946	-9	0,78
2000	43,243	-5	0,597	66	43,840	-5	1,36
2001	44,578	3	1,606	169	46,184	5	3,48
2002	43,953	-1	0,609	-62	44,562	-4	1,37
2003	43,125	-2	0,284	-53	43,410	-3	0,66
2004	40,639	-6	0,590	107	41,229	-5	1,43
2005	38,620	-5	0,247	-58	38,868	-6	0,64
2006	38,268	-1	0,089	-64	38,357	-1	0,23
2007	37,305	-3	0,045	-49	37,351	-3	0,12
2008	36,637	-2	0,004	-89	36,642	-2	0,01
2009	36,146	-1	_____	-100	36,146	-1	_____
2010	35,345	-2	_____	_____	35,345	-2	_____
2011	33,217	-6	_____	_____	33,217	-6	_____
Prom. 1990-2001	40,028	5	0,658	204	40,686	5	1,47
Prom. 2002-2011	38,326	-3	0,187	-37	38,513	-3	0,45
Prom. 1990-2011	39,254	1	0,444	89	39,698	1	1,00

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

récord de 7.465 millones de m³ (ver **cuadro 4**).

Las importaciones de GNL se iniciaron a partir de la instalación de dos terminales flotantes de regasificación ubicadas una en el puerto de la ciudad de Bahía Blanca en 2008 que inyecta el gas al sistema de transporte de la empresa Transportadora Gas del Sur (TGS), y una segunda terminal, que comenzó a funcionar en 2011 sobre el río Paraná de las Palmas a la altura de la localidad de Escobar, que aporta al gasoducto troncal de la empresa

Transportadora Gas del Norte (TGN)¹³. Cabe señalar que, inicialmente, la importación de GNL constituyó una medida de corto plazo destinada a asegurar el abastecimiento durante los períodos de mayor demanda de gas natural, esta metodología de importación parecería haberse consolidado profundizando la dependencia del sistema energético argentino respecto del gas importado. No debe perderse de vista, que el precio pagado por la importación de GNL ha sido claramente superior a los precios del gas en boca de pozo de las cuencas argentinas y a los precios pagados a Bolivia por la importación de gas mediante gasoductos¹⁴.

En suma, el incremento experimentado desde 2004 en las importaciones de energía¹⁵, fundamentalmente gas natural desde Bolivia y a partir de 2008 también GNL, comenzó a transformarse en un serio problema para desarrollo económico del país. En el **cuadro 4** podemos observar cómo las importaciones totales de gas pasaron de alrededor de mil millones de m³ en 2008 a más de 7 mil millones en 2011, lo que implica una tendencia creciente sumamente preocupante, puesto que las cantidades importadas se multiplicaron por siete en apenas tres años.

Por otra parte, como puede apreciarse en el **gráfico 1**, la exploración de hidrocarburos en el país, y en consecuencia la incorporación de reservas, cayó notablemente durante la vigencia del modelo de privatización y desregulación. La cantidad de perforaciones alcanza un valor máximo en el año 1995, para luego disminuir casi constantemente hasta 2004. Es decir, los descensos en los niveles de inversión comenzaron en 1996 y se intensificaron a partir de 1999, estabilizándose desde 2005 en valores muy inferiores a los observados hasta mediados de los años noventa y en la etapa de la YPF estatal. Se concluye que las reservas comprobadas han disminuido en gran parte como resultado de la baja en las actividades de exploración, cuyo aporte a las reservas no ha logrado estar a la par del incremento en la producción (Barneix, 2012). Asimismo, luego del traspaso de YPF al capital privado, la estrategia empresarial en el sector se orientó a la reducción de costos centrando la actividad exploratoria sobre áreas maduras y de bajo o mediano riesgo minero ubicadas en zonas aledañas a los yacimientos en explotación y sobre los cuales ya se poseía abundante información geológica (Barrera, 2013b).

¹³ En lo que se refiere al origen del GNL importado desde el inicio de las operaciones de regasificación la mayor parte, ha provenido de Trinidad y Tobago. Si bien en los últimos años se ha incrementado la diversificación, en 2014, más del 60 % continuaba proviniendo de ese país.

¹⁴ En 2016 se importó por primera vez GNL desde Chile a un costo aún mayor utilizando los gasoductos construidos en los años noventa con fines de exportación.

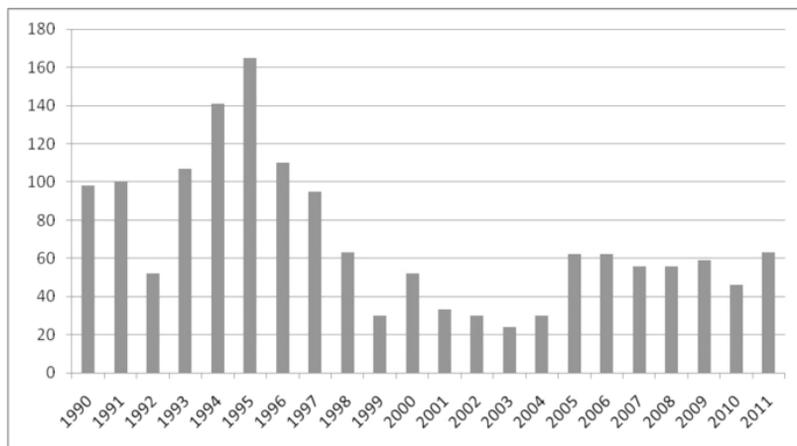
¹⁵ Además, si bien no es objeto de este artículo también desde 2004 se incrementaron las importaciones de gasoil, fuel oil, y desde 2009 nafta súper.

Cuadro 4. Evolución de la producción, importaciones y la oferta total de gas natural en la Argentina durante el modelo de privatización y desregulación, 1990-2011

Año	Producción (P) (millones de m ³)	Var. P (%)	Importaciones (M) gas natural desde Bolivia (millones de m ³)	M Gas Natural Licuado (GNL)	M Total (MT) (M gas Bolivia + M GNL) (millones de m ³)	Var. MT (%)	Oferta total (OT) (P-MT) (millones de m ³)	Var. OT (%)	% MT/OT
1990	23.017,917		2.193,244	--	2.193,244		25.211,161		8,70
1991	24.642,916	7	2.177,740	--	2.177,740	-1	26.820,656	6	8,12
1992	25.042,630	2	1.999,000	--	1.999,000	-8	27.041,630	1	7,39
1993	26.662,657	6	1.714,375	--	1.714,375	-14	28.377,032	5	6,04
1994	27.697,397	4	2.257,470	--	2.257,470	32	29.954,867	6	7,54
1995	30.441,179	10	2.125,410	--	2.125,410	-6	32.566,589	9	6,53
1996	34.649,729	14	2.121,200	--	2.121,200	0	36.770,929	13	5,77
1997	37.077,499	7	1.703,480	--	1.703,480	-20	38.780,979	5	4,39
1998	38.998,034	5	1.752,181	--	1.752,181	--	40.750,215	5	4,30
1999	43.313,252	11	--	--	--	--	43.313,252	6	--
2000	45.766,036	6	--	--	--	--	45.766,036	6	--
2001	46.216,081	1	--	--	--	--	46.216,081	1	--
2002	46.245,119	0	99,459	--	99,459	--	46.344,578	0	0,21
2003	50.633,115	9	85,243	--	85,243	-14	50.718,358	9	0,17
2004	52.349,267	3	804,132	--	80,132	843	53.153,399	5	1,51
2005	51.566,791	-1	1.610,502	--	1.610,502	100	53.177,293	0	3,03
2006	51.778,528	0	1.428,456	--	1.428,456	-11	53.206,984	0	2,68
2007	51.006,115	-1	1.238,553	--	1.238,553	-13	52.244,668	-2	2,37
2008	50.509,164	-1	558,434	488,649	1.047,083	-15	51.556,247	-1	2,03
2009	48.417,101	-4	1.232,081	904,969	2.137,050	104	50.554,151	-2	4,23
2010	47.098,582	-3	2.278,602	1.668,948	3.967,550	86	51.066,132	1	7,77
2011	46.312,773	-2	3.537,170	3.928,273	7.465,444	88	53.778,217	5	13,88
Prom. 1990-2001	33.627,111	7	1.503,675	1.503,675	-2	35.130,786	6	4,90
Prom. 2002-2011	49.591,656	0	1.287,263	699,084	198,8347	117	51.580,003	2	3,79
Prom. 1990-2011	40.883,722	4	1.405,306	317,765	172,3981	55	42.607,702	4	4,39

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Gráfico 1. Evolución de la cantidad de pozos de exploración terminados en la Argentina (petróleo y gas) durante el modelo de privatización y desregulación, 1990-2011



Fuente: Elaboración propia sobre datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y del Instituto Argentino de la Energía General Mosconi (IAE).

En síntesis, las reformas estructurales implementadas a partir de 1989 en el sector de los hidrocarburos reemplazaron el modelo de explotación caracterizado por una fuerte regulación pública (con un empresa estatal rectora del mercado) por otro totalmente privatizado y con una regulación estatal que garantizó el monopolio de la explotación de los recursos hidrocarburíferos y altos niveles de rentabilidad al sector privado. De esta manera, la disminución de las reservas¹⁶ fue el lógico resultado de políticas públicas auspiciadas desde los noventa que promovieron la sobreexplotación de los yacimientos existentes, juntamente con escasas inversiones de riesgo en exploración.

Cabe señalar que la Argentina fue uno de los pocos países que durante la ola privatizadora neoliberal de los noventa transfirió el control de los recursos energéticos a manos privadas y pasó a tratar como “commodity” un recurso que para la mayor parte de los países “desarrollados” requiere una política específica de carácter estratégico. Incluso otros países latinoamericanos (por caso Brasil, México o Venezuela), que también realizaron numerosas privatizaciones en el área de los servicios públicos, conservaron bajo

¹⁶ “En 1989 la Argentina contaba con casi 34 años de reservas comprobadas de gas natural y casi 15 años de reservas comprobadas de petróleo” (Bernal, De Dicco y Freda, 2007). “En la actualidad el horizonte de reservas alcanza los 7 años para el caso del gas natural y los 9 años aproximadamente para el petróleo” (Barrera, 2012).

control estatal el abastecimiento energético y la renta petrolera (Barneix, 2012).

Si bien el modelo de privatización y desregulación (1989-2011) continuó sin que se produjeran cambios estructurales luego de la salida de la convertibilidad y hasta la reestatización del 51% de las acciones de YPF a principios de 2012, nos parece atinado analizar la política sectorial del período posconvertibilidad con mayor detenimiento para poder establecer rupturas y continuidades con los años noventa. De esto último nos encargaremos en el siguiente apartado.

2. La política energética en el período posconvertibilidad. Rupturas y continuidades con los años noventa

Como consecuencia de la sanción a comienzos de 2002 de la ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (ley 25.561), durante el gobierno provisional de Eduardo Duhalde, se impusieron retenciones a las exportaciones de crudo y combustibles líquidos y se pesificó el precio del gas “en boca de pozo” -segmento desregulado- (al igual que las tarifas de transporte y distribución -segmento regulado-). No obstante, en agosto de 2005, ante el reclamo y la presión empresaria, se liberalizó y dolarizó nuevamente el precio del gas “en boca de pozo”. Asimismo, se les permitió a las distribuidoras de gas trasladar a sus usuarios (con excepción de los residenciales) esos mayores costos. También se les reconoció el respectivo impacto en su estructura de costos a los generadores de energía eléctrica afectados por el encarecimiento de sus insumos energéticos: básicamente gas natural y fuel oil (Azpiazu, 2005: 69).

En mayo de 2004, ya durante la presidencia de Néstor Kirchner, las retenciones a las ventas de petróleo crudo y a los combustibles líquidos al exterior pasaron a ser móviles, en relación con la evolución del precio internacional del crudo (en un contexto de precio récord internacional), lo que significó un incremento importante de la renta hidrocarburífera captada por el fisco. “No obstante lo cual, el oligopolio petrolero siguió concentrando exorbitantes ganancias, en virtud de los devaluados costos domésticos y los altos precios internacionales” (Azpiazu, 2005: 70).

Además, se incorporó a las exportaciones de gas natural el sistema de retenciones en detrimento de las ganancias extraordinarias de su muy concentrada oferta externa: más del 40 % correspondía a Repsol-YPF. Cabe destacar, que al implementar el esquema de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos en 2002, “la administración Duhalde había excluido a las exportaciones de gas natural, el hidrocarburo de mayor dinamismo exportador en los años previos” (Azpiazu, 2005: 71) (ver **cuadro 2**).

Posteriormente, en noviembre de 2007, se introdujo un nuevo esquema de retenciones para la exportación de petróleo y derivados. El régimen de 2004 establecía un porcentaje básico de 25 puntos sobre el precio internacional del barril (WTI), más la aplicación de una escala ascendente de hasta 20%, si dicho precio internacional excedía los 45 dólares. Con la implementación del nuevo esquema el excedente de un precio internacional del barril de crudo superior a 45 dólares quedaba para el Estado.

Con el nuevo nivel de retenciones, las exportaciones de petróleo crudo pasaron a tributar 45% si el precio internacional del barril se ubica entre 45 y 60,9 dólares. Pero, en el caso de que superara ese precio, la alícuota de exportación surgía de un cálculo que contemplaba el precio internacional del producto y el valor de corte fijado por el Gobierno¹⁷. En el caso del petróleo, el precio de corte se estableció en 42 dólares el barril¹⁸.

Finalmente, en marzo de 2008, dada la diferencia existente entre los precios de importación y exportación del gas natural, se estableció que “se aplique como base de valoración de las exportaciones de gas natural el precio más alto establecido para esa mercadería en los contratos de importación a la Argentina aplicables en cada momento”. Además, la misma resolución fijó una retención del 100 % para las exportaciones de gas natural, lo que implica que el derecho de exportación se iguala al costo de importación del gas que realiza nuestro país.

El alza del impuesto a las exportaciones de petróleo y derivados apuntó a divorciar los precios del mercado interno de los que rigen en el mercado internacional intentando evitar presiones inflacionarias y desalentar las exportaciones. Además, la suba de las retenciones generó un importante incremento en los ingresos fiscales. Así, el Estado buscó modificar el reparto de la renta petrolera apropiándose de parte de las ganancias “extraordinarias” asociadas con la explotación de recursos naturales no renovables y eliminar la ventaja económica que obtenían las petroleras al exportar privilegiando el abastecimiento del mercado interno en un contexto de altos precios internacionales.

Por otra parte, en un intento por recuperar protagonismo en un sector estratégico para el desarrollo, en noviembre de 2004 el gobierno de Néstor Kirchner creó una empresa mixta, Energía Sociedad Anónima (Enarsa)¹⁹,

¹⁷ Las subas más pronunciadas de retenciones recayeron sobre las naftas y el combustible de aviación que estaban gravadas con un 5% y pasaron a tener casi la misma retención que el crudo (del orden del 60 por ciento).

¹⁸ De esta manera, con el nuevo nivel de retenciones, por cada barril vendido a US\$ 100 dólares quedaban 58 dólares para el Estado y 42 dólares para las petroleras.

¹⁹ Se trata de Energía Argentina S.A. (ENARSA), creada por la ley 25.943, donde el Estado nacional controla el 53% del capital social -acciones intransferibles-, el 12% corresponde a las provincias y el 35% restante se cotiza en la Bolsa. Si bien la empresa nació siendo titular de los permisos de exploración y explotación en todas las áreas marítimas no concesio-

con mayoría de las acciones en poder del Estado. La empresa nació siendo titular de los permisos de exploración y explotación en todas las áreas marítimas no concesionadas, y está autorizada a realizar una multiplicidad de actividades vinculadas con la energía. El objetivo proclamado fue el de transformarla en una firma “testigo” dentro del mercado. No obstante sus actividades no implicaron cambios radicales en el desempeño sectorial.

Cabe destacar que si bien Enarsa no intervino en el mercado energético como agente regulador de precios y de condiciones de la actividad, debió incurrir en importantes erogaciones para cubrir los faltantes de energía producidos, tanto por el aumento de la demanda, como por la falta de inversiones de las empresas en exploración y en la ampliación de la capacidad de refinación.

Además, ya durante la administración de Cristina Fernández de Kirchner, se implementaron numerosos mecanismos de incentivos a través de los precios para aumentar la producción y las reservas. A comienzos de 2008 se lanzó el Programa Gas Plus (PGP) que implicó el reconocimiento de mayores precios para la producción adicional de gas natural que se comercializa directamente entre los productores y grandes usuarios. En el mismo sentido, en noviembre de 2008, el gobierno puso en marcha el Programa Petróleo Plus (PPP) con el doble objetivo de incrementar la producción y las reservas de crudo. El PPP es un sistema de incentivos y devolución de impuestos para que las petroleras concreten nuevas inversiones destinadas a elevar los niveles de producción de crudo; y el Programa Refinación Plus (PRP) que con el objeto de incrementar la producción de combustibles otorga certificados de crédito fiscal aplicables al pago de derechos de exportación.

Así, con la llegada a la presidencia de Néstor Kirchner en 2003 el Estado retomó un rol más importante en el sector hidrocarburos, fundamentalmente a través de la aplicación del esquema de retenciones a las exportaciones de crudo y derivados, a los que sumó también el gas natural y los biocombustibles. Las retenciones fueron uno de los ejes centrales de la política energética llevada adelante por los gobiernos de Néstor y Cristina Kirchner en el período 2003-2011 y su progresivo incremento tuvo el triple objetivo de desacoplar los precios internos de los internacionales, apropiarse una mayor porción de la renta petrolera y gasífera para el Estado y desalentar las exportaciones²⁰.

A pesar del desacople de precios ocasionado por los derechos de exportadas, y está autorizada a realizar una multiplicidad de actividades vinculadas con la energía, el objetivo proclamado fue el de transformarla en una firma “testigo” dentro del mercado.

²⁰ El objetivo de las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos ha ido cambiando con el paso del tiempo de acuerdo con el contexto. Durante el gobierno interino de Duhalde se aplicaron las primeras medidas tendientes a captar divisas, posteriormente Néstor Kirchner aplicó un sistema orientado a desacoplar el precio interno de los vaivenes internacionales en un escenario mundial de precios altos.

ción, el precio medio del barril de crudo en el mercado interno durante el período 2002-2011 se incrementó sensiblemente duplicando el valor medio que había mantenido durante la convertibilidad. Entre 1989 y 2001, el precio medio interno rondó los 17 dólares, mientras que en la etapa posconvertibilidad se ubicó en torno de los 36 dólares por barril. Los mejores precios, tanto en el caso del crudo como en el del gas natural, y la disminución de los costos en dólares permitieron que las empresas integradas y aquellas que operan únicamente en el segmento del *upstream* incrementaran su rentabilidad con respecto a la etapa anterior (ver Kozulj, 2002; Barrera, 2013c, Pérez Roig, 2015, entre otros)²¹.

La política de retenciones se complementó con incentivos fiscales e incrementos de precios para la producción adicional y con acuerdos informales sobre los precios internos con las empresas del sector. No obstante los intentos del gobierno por promover las inversiones en la extracción de crudo y gas natural y en la producción de derivados mediante los programas plus, la extracción de petróleo y gas siguió disminuyendo año tras año²², al igual que las reservas. Por su parte, la creación de Enarsa y la incorporación de capitales privados nacionales en el sector, que según especulaciones periodísticas, habría sido incentivada desde el gobierno nacional²³ no produjo cambios relevantes en el funcionamiento del sector (Barneix, 2012).

En este escenario y ante el incremento de los faltantes energéticos, en abril de 2012 el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner tomó la decisión de expropiar el 51% de las acciones de YPF que se encontraban en poder de Repsol. Con el control de YPF el Estado recuperó una herramienta fundamental para regir un sector que había quedado a merced de las decisiones de empresas privadas en su gran mayoría trasnacionales cuya dinámica echó por la borda las "promesas" de las privatizaciones vinculadas con la

²¹ Cabe señalar, que entre 2002 y 2011 el precio doméstico del barril de crudo siempre se ubicó por debajo del precio internacional en un contexto mundial signado por precios altos y gran volatilidad. Por su parte el precio del gas en boca de pozo se encuentra dolarizado desde 2005, mientras que el consumo domiciliario se mantuvo subsidiado.

²² Tampoco se registró una ampliación en la capacidad de refinación, es decir, en la producción de combustibles (ver Barneix, 2012).

²³ Según especulaciones de la prensa especializada entre 2003 y 2011 el gobierno argentino habría alentado la posibilidad de que capitales de origen nacional recuperen protagonismo en el sector energético ante la creciente extranjerización de la oferta. En esa dirección se enmarcaría la compra de parte del paquete accionario de Repsol-YPF por parte del grupo local Petersen de la familia Eskenazi producida a fines de 2007 (15% con opción de compra sobre un 10 % más que luego ejecutó). En el mismo sentido se enmarcaría la compra en 2008 de la refinería y planta fluvial ubicadas en la ciudad de San Lorenzo (Santa Fe) y de la red de comercialización de combustible de Petrobrás Energía por parte de Oil Combustibles S.A. (actualmente en concurso de acreedores) una sociedad de capitales nacionales presidida por el empresario Cristóbal López (Barneix, 2012).

expansión sostenida de las inversiones.

3. El giro en la política sectorial tras la recuperación de YPF: debates, desafíos y perspectivas (período 2012-2015)

La reestatización de parte del paquete accionario de YPF producida a comienzos de 2012 marcó un giro radical en la política sectorial que se venía llevando a cabo desde 2003. La ley 26.741 estableció la expropiación del 51 % de las acciones de YPF que estaban en manos de Repsol²⁴. Ese porcentaje se distribuyó en un 26 % para el Estado nacional y un 25 % para las provincias productoras. Estas últimas firmaron un pacto de sindicación por 50 años para votar de manera unánime y promover el consenso entre la Nación y las provincias petroleras (Barneix, 2012).

En un primer momento, Repsol amenazó con iniciar acciones legales contra la Argentina (incluso presentó una demanda ante el CIADI) y presionó por lograr un resarcimiento económico de aproximadamente 10.500 millones de dólares. Pero, finalmente, a comienzos de 2014, el gobierno argentino y la firma española sellaron un acuerdo por el que el Estado argentino se comprometió a pagar alrededor de 5.000 millones de dólares mediante la emisión de bonos en compensación por las acciones expropiadas. Asimismo quedó establecido mediante la rúbrica del convenio por ambas partes el desistimiento recíproco de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia a nuevos reclamos²⁵. Cabe señalar que el acuerdo alcanzado con Repsol generó una encendida discusión y no pocas críticas desde diversos sectores por considerarlo demasiado oneroso para el país.

El primer objetivo del plan diseñado por la nueva gestión estatal de YPF fue revertir el deterioro de la oferta de petróleo, gas y derivados de los últimos años. Según se anunció en un primer momento, los ejes centrales de dicho plan para detener la declinación eran una política de recuperación de los yacimientos maduros y un ambicioso desarrollo de los recursos no convencionales. De esta manera, las expectativas por volver a lograr el autoabastecimiento energético estaban sustentadas sobre la potencialidad que pare-

²⁴ La expropiación de parte del paquete accionario de YPF que se encontraba en poder de Repsol significó también la salida de la compañía del grupo local Petersen de la familia Eskenazi que había ingresado a fines de 2007 y poseía el 25 % de las acciones. El grupo Petersen había ingresado en Repsol-YPF a partir del acceso a diferentes préstamos que iría pagando con el reparto de utilidades de la misma empresa. Con la recuperación del poder sobre la compañía por parte de Estado argentino se suspendió también el giro de utilidades lo que hizo caer automáticamente los créditos a los que había accedido el grupo y derivó en su salida de la compañía.

²⁵ Finalmente en mayo de 2014 Repsol se desprendió del resto de las acciones que habían quedado en su poder, pues al momento de la expropiación poseía el 57% de la compañía.

cería tener el megayacimiento de petróleo y gas no convencional de “Vaca Muerta”.

Asimismo, a mediados de 2014 se anunció el descubrimiento de hidrocarburos no convencionales en el yacimiento “El Trébol”, ubicado en la cuenca del Golfo San Jorge, en la provincia de Chubut. Unos meses más tarde, YPF también descubrió hidrocarburos no convencionales en el pozo “Filo Morado”, perteneciente a la formación “Agrio”, territorio que se encuentra en Mendoza y Neuquén. De confirmarse el potencial de dichas formaciones se sumarían a los reservas de “Vaca Muerta” posicionando al país como uno de los de mayor potencial en petróleo y gas no convencional.

Más allá de las críticas hacia este tipo de explotaciones que utilizan la técnica de fractura hidráulica o “fracking”²⁶ para extraer petróleo y gas de yacimientos no convencionales, fundamentalmente por los daños al medio ambiente que podrían llegar a causar (debate que se no abordará aquí pues excede los objetivos de este trabajo), el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner avanzó en la firma de acuerdos de asociación y/o cooperación con petroleras internacionales (la estadounidense Chevron y las petroleras estatales Petronas -Malasia- y Sinopec -China-), a las que se sumó también la local Bridas Holding²⁷. Dichos acuerdos han sido cuestionados desde diversos sectores por el carácter no público de la distribución de cargas y beneficios entre YPF y dichas empresas²⁸.

²⁶ Es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo. El procedimiento consiste en la perforación de un pozo vertical en el cual, una vez alcanzada la profundidad deseada, se gira el taladro 90° en sentido horizontal y se continúa perforando entre 1000 y 3000 m de longitud; a continuación se inyecta en el terreno agua a presión mezclada con algún material apuntalante y químicos, con el objetivo de ampliar las fracturas existentes en el sustrato rocoso que encierra el gas o el petróleo y favorecer así su salida hacia la superficie. Habitualmente el material inyectado es agua con arena y productos químicos, lo cual favorece la fisuración e incluso la disolución de la roca.

²⁷ Cabe señalar, que en el caso de la búsqueda de gas y petróleo no convencional en Vaca Muerta, Bidas y Cnooc, petrolera de origen chino, (socias en Pan American Energy) operan por separado.

²⁸ El 10 de noviembre de 2015 la Corte Suprema de Justicia de la Nación ordenó al gobierno (por encontrarse YPF bajo la órbita del PEN) hacer públicas las cláusulas secretas del acuerdo entre la petrolera y Chevron para la explotación de hidrocarburos en “Vaca Muerta” suscripto el 16 de julio de 2013. YPF SA había alegado que la divulgación del contenido del acuerdo comprometía secretos, industriales, técnicos y científicos y que no se le puede aplicar legislación o norma administrativa como entidad del Estado, ya que la empresa opera como una sociedad anónima abierta.

La reestatización parcial de YPF y su impacto en la producción y el comercio exterior

Ahora bien, ¿qué sucedió con la producción de petróleo y gas natural en los primeros años de la nueva gestión estatal de YPF? Si bien tanto la producción total de crudo y gas han continuado descendiendo en el período 2012-2015 se observa que a partir de la recuperación del control de YPF por parte del Estado argentino dicha compañía ha incrementado su producción año tras año. Por ello, la explicación para la continuidad de la tendencia declinante en la producción de hidrocarburos debe buscarse en la merma de la extracción por parte de las empresas privadas. Es decir que pese a que YPF ha logrado aumentar su producción a partir de la nueva gestión estatal, estos esfuerzos no han sido acompañados por mayores inversiones por parte de las firmas privadas con actuación local que en el mismo período han ido reduciendo las cantidades extraídas (ver **cuadro 5**).

Si comparamos los datos de producción de 2015 respecto de 2011, último año antes de la expropiación de las acciones de Repsol, YPF incrementó en 2,2 millones de m³ la producción de crudo (20%) y en 2.450 millones m³ la de gas natural (23%). Por su parte, el resto de las petroleras que actúan en el país redujeron en conjunto su producción de crudo en 4,5 millones de m³ (20,5%) y en casi 6.000 millones de m³ la de gas natural (16,2%). En 2015 YPF explicó 42,6% de la extracción de crudo y el 30,4% de la de gas natural incrementando su participación porcentual en la oferta total de ambos hidrocarburos (en 2011, YPF concentraba el 32,9% de la producción nacional de petróleo y el 22,9% de la de gas) (ver **cuadro 5**).

De esta manera, si bien los esfuerzos de YPF lograron atenuar el impacto de la reducción en las cantidades extraídas experimentado por el resto de las compañías, esto no ha alcanzado aún para revertir el declive de la producción total de petróleo que comenzó en 1998. Por su parte, como puede apreciarse en el **cuadro 5**, la producción total de gas natural se incrementó en 2015 con respecto a 2014 y 2013 impulsada por la recuperación de los volúmenes producidos por YPF revirtiendo la tendencia declinante que había comenzado en 2004. Paralelamente, la recuperación de la producción de hidrocarburos por parte de YPF debería servir, además, para desarrollar, promover y consolidar el sector industrial de proveedores de petróleo y gas, lo cual permitiría impulsar la sustitución de importaciones y a su vez, incrementar la generación de empleo.

Desde nuestra perspectiva, la reducción de la producción de hidrocarburos por parte del sector privado en este último período (2012-2015) podría explicarse en parte por el carácter transnacional de la mayoría de estas empresas. Es decir, al diseñar su plan de negocios, las petroleras internacionales contraponen la tasa de ganancia de extraer petróleo o gas natural en la Argentina con la de extraer hidrocarburos fuera del país, si el costo de inver-



Jules Shm

Cuadro 5. Evolución de la producción total y de la realizada por YPF (petróleo y gas natural) a partir de la reestatización del control de la compañía, 2012-2015

Año	Petróleo (millones de m ³)	Var (%)	Petróleo YPF (millones de m ³)	Var (%)	Gas Natural (millones de m ³)	Var (%)	Gas Natural YPF (millones de m ³)	Var (%)
2011	33,217		10,952		46.312,773		10.604,428	
2012	31,968	-4	11,296	3	44.123,694	-5	10.326,666	-3
2013	31,333	-2	11,640	3	41.708,289	-5	10.534,280	2
2014	30,881	-1	12,671	9	41.483,808	-1	11.855,152	13%
2015	30,878	0	13,178	4	42.972,906	4	13.058,693	10
Promedio 2012-2015	31,265	-1,8	12,196	4,76	42.572,174	-1,8	11.443,698	5,5

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

tir en la Argentina es más alto que en otros países (aquí entran en juego varios factores: los precios internacionales, las diferencias geográficas y el nivel de retenciones locales, los costos internos, la regulación vigente, etc.), no existen incentivos para incrementar la producción.

Respecto de las exportaciones e importaciones de crudo, las ventas al exterior se mantuvieron en el orden del 10% de la producción local, mientras que las importaciones siguieron en valores muy bajos y poco significativos. De esta manera, la oferta total de crudo para abastecer el mercado interno se ubicó en torno de los 29 millones de m³. El promedio del petróleo exportado en el período 2012-2015 es muy inferior a los valores registrados en la etapa del modelo de privatización y desregulación, incluso en su fase posconvertibilidad -cuando se impusieron retenciones que se fueron incrementando a través del tiempo- (ver **cuadro 6** y **cuadro 1** respectivamente).

En cuanto al gas natural, las exportaciones continuaron cayendo (desde 2008 los volúmenes exportados son prácticamente irrelevantes). En contraposición, las importaciones han seguido incrementándose a un ritmo preocupante acompañando la caída de la producción local para mantener la oferta total estabilizada en torno de los 53.500 millones de m³. En 2014 se importaron casi 12.000 millones de m³ lo que significó un nuevo récord en cuanto a las compras externas de gas (un 63% más que en 2011), mientras que en 2015 las compras externas alcanzaron los 10.200 millones de m³ registrando una leve reducción. Como puede observarse en el **cuadro 7** en el período 2012-2015 las importaciones explicaron alrededor de un 20% de la oferta total.

Cuadro 6. Petróleo: Evolución de la producción, las exportaciones, las importaciones, las ventas internas y la oferta total en el período 2012-2015 (en miles de m³)

Año	Petróleo (millones de m ³)	Exportaciones (millones de m ³)	Ventas internas (millones de m ³)	Importaciones (millones de m ³)	Oferta Total (millones de m ³)
2011	32,115	3,454	29,764	—	29,764
2012	31,968	3,456	28,511	0,247	28,759
2013	31,333	2,283	29,049	0,421	29,470
2014	30,881	2,326	28,554	0,548	29,102
2015	30,878	1,874	29,004	0,105	29,110
Promedio 2012-2015	31,265	2,485	28,869	0,330	29,110

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

Cuadro 7. Gas natural. Evolución de las exportaciones, de las importaciones (provenientes de Bolivia y de GNL), de las ventas internas y de la oferta total en el período 2012-2015 (en miles de m³)

Año	Gas Natural (millones de m ³)	Exportaciones (millones de m ³)	Ventas internas (millones de m ³)	M gas de Bolivia (millones de m ³)	M GNL (millones de m ³)	M Totales (millones de m ³)	Oferta Total (millones de m ³)
2011	46.312,773	152,820	46.159,953	3.537,170	3.928,273	7.465,444	53.778,217
2012	44.123,694	106,887	44.016,807	4.855,377	4.650,750	9.506,127	53.522,934
2013	41.708,289	87,337	41.620,952	5.965,059	5.844,534	11.809,593	53.430,545
2014	41.483,808	63,328	41.420,480	6.033,954	5.866,035	11.899,989	53.320,469
2015	42.972,906	21,187	42.951,719	4.975,437	5.224,719	10.200,157	53.151,876
Promedio 2012-2015	42.572,174	69,685	42.502,490	5.457,457	5.396,510	10.853,967	53.356,456

Fuente: Elaboración propia sobre datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

Nuevas modificaciones en el esquema de retenciones (período 2012-2015)

Con el precio internacional del crudo en baja²⁹, el esquema de retenciones volvió a sufrir modificaciones a comienzos de 2013 cuando se cambiaron los

²⁹ El precio internacional de barril de crudo pasó de cotizar cerca de 90 dólares a comienzos de 2011 a 30 dólares a finales de 2015. Según diversos analistas, las causas de este derrumbe en el precio internacional del petróleo deben buscarse en la crisis internacional y la

valores de referencia que se utilizaban para fijar su nivel con el objetivo de incentivar la producción y la exploración de crudo. Hasta ese momento, si la cotización internacional del crudo superaba los 60,9 dólares, las petroleras recibían un valor de corte de 42 dólares por barril y el resto se lo quedaba el Estado, pero si cumplían con una serie de metas de producción se les otorgaba un crédito fiscal adicional, equivalente a 28 dólares por barril. Por lo tanto, por cada barril exportado podían llegar a cobrar 70 dólares. Por su parte, si el precio internacional era menor al valor de referencia (60,9 dólares) se cobraba una alícuota fija del 45 %. Con el nuevo esquema, el valor de corte se elevó a 70 dólares y se eliminó la compensación de 28 dólares, aunque sólo regía si la cotización superaba, no ya los 60,9 dólares, sino los 80 dólares.

Más tarde, en octubre de 2014 las autoridades económicas decidieron una fuerte reducción de las retenciones a las exportaciones de petróleo y sus derivados. La nueva resolución³⁰ indicaba que “el contexto internacional del mercado de hidrocarburos ha generado un alto grado de variabilidad en el nivel de precios del petróleo crudo y sus derivados” y que en función de ese contexto “resulta necesario garantizar los niveles actuales de rentabilidad del sector con el propósito de mantener las pautas de inversión tendientes al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos establecido en la ley 26.741”.

Se estableció que cuando el precio internacional fuera menor a 80 dólares el barril o a 503 dólares el m³, la retención a las exportaciones sería del 13%. Si el precio internacional se ubicaba por debajo de los 75 dólares el barril o sea inferior a los 472 dólares el m³, se tributaba el 11,50%. Y cuando esté por debajo de los 70 dólares el barril o de 440 dólares el m³, la retención sería del 10 por ciento.

Finalmente, a principios de 2015, el gobierno oficializó un nuevo esquema de retenciones. La nueva norma³¹ establece que cuando el precio internacional del crudo (se toma como valor de referencia la cotización del Brent) sea inferior a 71 dólares, las empresas pagarán derechos a la exportación por el 1% de ese valor. A su vez, la norma define una fórmula polinómica que servirá para aplicar retenciones variables cuando el precio internacional iguale o supere los 71 dólares. En ese sentido, se instituye un precio internacional (PI) equivalente al nivel del Brent menos 8 dólares por barril, que funcionará como el indicador clave para determinar los derechos a la exportación.

menor demanda asociada; la recuperación de la producción en Estados Unidos a partir de la explotación de recursos no convencionales y su estrategia geopolítica contraria a los intereses de Venezuela y Rusia y el aumento sostenido de la producción de Arabia Saudita (principal productor dentro de la OPEP).

³⁰ Ver Resolución 803/2014. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

³¹ Ver Resolución 1077/2014. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Según la normativa vigente si el precio internacional es mayor o igual a 71 dólares las retenciones se calculan aplicando la siguiente fórmula: $(PI - 70) / 70 \times 100$. En la práctica, la retención del 1% estará vigente mientras el Brent sea inferior a 79 dólares. Para los precios iguales o superiores a 79 dólares (que arrojarían un precio internacional de 7 o más dólares), las empresas liquidarán retenciones variables³².

Cambios regulatorios: nueva ley de Hidrocarburos

Por último, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner sancionó a fines de octubre de 2014, luego de acordar con las provincias petroleras nucleadas en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (Ofephi), una nueva ley de Hidrocarburos (26.741). La nueva normativa establece entre sus lineamientos que "la política petrolera es potestad del Estado nacional y debe ser la misma en todas las provincias". Asimismo, actualiza la ley anterior (17.319 sancionada en 1967) al contemplar las nuevas técnicas de explotación, como son los recursos no convencionales, "off-shore" y la recuperación terciaria (estableciendo nuevos plazos para este tipo de concesiones, al ampliarlos y diferenciarlos, específicamente habilita 35 años para los yacimientos no-convencionales y 30 años para los desarrollos "off-shore" en la plataforma marítima argentina). Cabe señalar, que la extensión de los plazos prevista en la nueva ley ha motivado críticas desde diversos sectores que consideran dichos plazos demasiado prolongados e innecesarios, puesto que no garantizan que efectivamente se realicen las inversiones necesarias que requieren este tipo de explotaciones. La nueva normativa también ha sido fustigada por habilitar la adopción de tecnologías que en otros países han causado estragos ambientales y sociales sin especificar los recaudos que se tomarán al respecto.

En suma, tras la recuperación del control de YPF por el Estado argentino, el petróleo y el gas natural volvieron a recuperar su estatus de recursos estratégicos. La sanción de la nueva ley de Hidrocarburos y el rol más activo que comenzó a ejercer en el sector la nueva YPF bajo control estatal pusieron de manifiesto que el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner había decidido retomar la iniciativa en un sector clave para el desarrollo económico del país abandonando los tómbos y erráticos intentos ensayados en el período 2003-2011 (incentivos fiscales, Enarsa, etc.).

No obstante, el nuevo escenario es sumamente complejo. La YPF actual dista mucho de ser la YPF anterior a la privatización, puesto que ha perdido áreas de explotación y buena parte de sus activos, lo que ha reducido su capacidad para liderar el mercado. Las expectativas para reducir el déficit

³² La resolución de Economía establece fórmulas similares para determinar los nuevos derechos a la exportación de naftas, combustible para aviación, lubricantes y otros derivados del hidrocarburo.

energético y el drenaje de divisas asociado³³ están puestas en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, área donde la Argentina cuenta con escasa experiencia. También resulta incierto el aporte del capital extranjero al desarrollo nacional en virtud de los daños ambientales que ocasionaría el uso de tecnologías con efectos nocivos como el “fracking”³⁴. Asimismo, también se plantean dudas acerca de los efectos negativos de dicho capital sobre el sector externo de la economía argentina en el largo plazo y sobre la necesidad de trabajar para desarrollar tecnologías apropiadas endógenamente. Dichos aspectos *a priori* centrales no parecen haber tenido una consideración prioritaria en los acuerdos firmados con empresas extranjeras.

Ahora bien, con el triunfo en las elecciones presidenciales de la Alianza Cambiemos³⁵ a fines de 2015 el tablero sectorial volvió a modificarse radicalmente. El nuevo gobierno encabezado por Mauricio Macri expresa claramente una posición promercado y para despejar cualquier tipo de dudas sobre la orientación de su política energética designó al frente del recientemente creado Ministerio de Energía y Minería a Juan José Aranguren, ex CEO de Shell Argentina, quien además cuenta con un pasado de constantes enfrentamientos con el gobierno saliente. Aranguren declaró antes de asumir como ministro que “el autoabastecimiento no era relevante para el país y que se deberá evaluar si YPF debe seguir con la actual administración”, sin precisar si se refería al cambio de conducción o a su reprivatización. Finalmente, las críticas de Aranguren sobre el manejo de la petrolera tras su renacionalización derivaron en la renuncia de Miguel Galuccio, que ocupó la dirección de la compañía desde principios de 2012 hasta fines de abril de 2016, cuando se efectivizó su alejamiento del cargo.

Si bien todavía es temprano para hacer un diagnóstico sobre el nuevo panorama energético abierto con el triunfo electoral de Cambiemos, queda claro que la asunción de las nuevas autoridades nacionales y sectoriales con

³³ Entre 2012 y 2014 el déficit energético osciló entre los 6.000 y los 6.500 millones de dólares (Barrera y Manzanelli, 2015). Según datos del Ministerio de Energía y Minería la compra de energía para cubrir el déficit del año 2015 demandó unos 4.200 millones de dólares, es decir, que se ahorraron respecto de los años anteriores unos 2.000 millones de dólares. La reducción del déficit energético en términos monetarios se explica por un lado por la caída de las cantidades importadas, y por el otro, por la baja en los precios internacionales de los hidrocarburos, entre ellos los del gas natural proveniente de Bolivia y los del GNL que llega por barco, que componen la mayor parte de las importaciones de energía del país (ver cuadros 6 y 7). Cabe señalar, que el precio del gas que se importa desde Bolivia resulta de una fórmula que varía en función de los precios internacionales.

³⁴ Existen en curso demandas judiciales relevantes al respecto y numerosas denuncias en organismos internacionales sobre los daños ambientales que han causado este tipo de explotaciones en distintos lugares donde se han implementado.

³⁵ La Alianza Cambiemos se conformó con la unión del PRO de Mauricio Macri, el Partido Radical y la Coalición Cívica.

un claro sesgo procapital privado podría derivar en un nuevo giro en la orientación de las políticas hacia el sector que se venían implementando desde 2012. En este sentido, el desarrollo de una política energética de largo plazo parecería volver a quedar trunco.

4. Consideraciones finales

Históricamente, la explotación de hidrocarburos en la Argentina estuvo signada por la tensión entre las provincias productoras y el Estado nacional (tensiones que aún perduran). Si bien en muchos períodos la YPF estatal se vio perjudicada en pos de los intereses de empresas privadas -tanto nacionales como extranjeras- hasta su privatización y la desregulación del mercado de hidrocarburos a principios de los noventa, el petróleo y el gas natural eran considerados como recursos estratégicos. Dicha concepción fue abandonada con la ola de políticas neoliberales implementadas durante el gobierno de Menem.

La nueva regulación procapital privado implementada en el mercado hidrocarburífero y la privatización de la petrolera estatal transformaron radicalmente el escenario petrolero argentino. Los cambios introducidos en los noventa derivaron en una sobreexplotación de los pozos descubiertos por YPF, una merma significativa de las actividades de exploración y una drástica reducción de las reservas. La recuperación económica experimentada tras el abandono del régimen de convertibilidad puso en evidencia la inviabilidad del sistema de privatización y desregulación sin prácticamente ningún tipo de participación o control estatal.

El crecimiento de la actividad económica experimentado a partir de 2003 se tradujo en un aumento paulatino y sostenido del consumo energético. La imposibilidad de hacer frente a este incremento de la demanda obligó al gobierno a importar cantidades crecientes de energía (fundamentalmente gas). De esta manera, el déficit energético terminó por convertirse en un importante cuello de botella de la economía argentina debido a la necesidad de destinar cada vez mayor cantidad de divisas para cubrir dichos faltantes de energía.

Ante el agravamiento de esta situación, en 2012 el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner tomó la decisión de expropiar el 51 % de las acciones de YPF en un intento por volver a regir el mercado de hidrocarburos. Con el control de YPF, el Estado asumió el desafío de llevar adelante e impulsar las inversiones necesarias para reducir los faltantes de energía. Cabe destacar, que desde su renacionalización YPF ha conseguido año tras año incrementar las cantidades de petróleo y gas extraídos revirtiendo la tendencia de los años anteriores.

Queda claro que a partir del descubrimiento de reservorios de petróleo y gas no convencional se ha abierto un nuevo horizonte para el sector petrolero en la Argentina. En este sentido, el gobierno continuó avanzando con los nuevos objetivos anunciados desde la recuperación de YPF y a fines del mes de octubre de 2014 consiguió sancionar una nueva ley de Hidrocarburos que, entre otros aspectos, contempla y establece nuevos plazos para las concesiones de este tipo de explotaciones.

De esta manera, no cabe duda de que la explotación de hidrocarburos no convencionales es la apuesta más fuerte de YPF de cara al futuro. No obstante, para su explotación se requieren de grandes inversiones que YPF no está en condiciones ni financieras ni técnicas de llevar adelante en forma autónoma. Para ello el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner firmó una serie de acuerdos de asociación y cooperación con otras compañías fundamentalmente extranjeras que fueron sumamente cuestionados por incluir cláusulas secretas. Finalmente, ante las denuncias que había realizado en la justicia gran parte del arco político opositor al kirchnerismo, la Corte Suprema de Justicia de la Nación dispuso recientemente la divulgación del acuerdo entre YPF y Chevron en su totalidad.

La llegada de Macri a la presidencia, a fines de 2015, supone un nuevo giro en la orientación que había tomado la política hidrocarburífera a partir de 2012. En este nuevo escenario, el papel de YPF todavía no ha sido definido con claridad por las nuevas autoridades. No obstante, lo que sí parece estar claro es que los hidrocarburos no convencionales seguirán teniendo un rol preponderante.

Bibliografía

- Azpiazu, D. (2005): *Las privatizadas: ayer, hoy y mañana (Tomo I y II)*. Colección Claves para Todos, Editorial Capital Intelectual, Buenos Aires.
- Barneix, P. (2012): "El desempeño del sector petrolero argentino 2002-2011: los problemas estructurales emergentes del modelo de desregulación y privatización", **Realidad Económica**, N° 268, Instituto Argentino para el Desarrollo económico (IADE), Buenos Aires, mayo/junio.
- Barrera, M. (2012): "Subexploración y sobreexplotación: la lógica de acumulación del sector hidrocarburífero en Argentina", *Revista Apuntes para el cambio*, N° 2, Buenos Aires, marzo/abril 2012.
- Barrera, Mariano. (2013a): Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino. *Desarrollo Económico*, Buenos Aires, vol. 53.
- Barrera, M. (2013b): Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino. *Análisis Económico*, Lugar: Distrito Federal, vol. 28.
- Barrera, M. (2013c): "La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos

- décadas". En Revista *Ensayos de Economía*, número 43, julio-diciembre de 2013. Universidad Nacional de Colombia, Medellín.
- Barrera, M. y Manzanelli, P. (2015): coordinador Basualdo, E. CIFRA. Informe de coyuntura N° 15. Marzo.
- Bernal, F.; De Dicco, R. y Freda, F. (2007): *Cien años de petróleo argentino. Descubrimiento, saqueo y perspectivas*. Claves para todos. Capital Intelectual, Buenos Aires.
- Bernal, F.; De Dicco, R. y Sabbatella, I. (2014): *Ex secretarios de energía bajo la lupa*. Planeta, Buenos Aires.
- Forcinito, K.; Vilas, C.; Iazzetta, O. y Bohoslavsky, E. (2005): *Estado y política en la Argentina actual*. Prometeo libros. Universidad Nacional de General Sarmiento. Buenos Aires.
- Forcinito, K. y Nahón C. (2005): "La fabula de las privatizaciones: ¿vicios privados, beneficios públicos? El caso de la Argentina 1990-2005, Documento del Grupo de Investigaciones Económicas del Observatorio Argentino de la New School University. (mimeo). Buenos Aires.
- Hidalgo, E. (2009): "Competencias de la Nación y las provincias en la explotación de hidrocarburos en la Argentina, **Realidad Económica** N° 241, Buenos Aires.
- 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. CEPAL. Santiago de Chile.
- Kozulj, R. y Bravo, V. (1993): La política de desregulación petrolera argentina: antecedentes e impactos. Buenos Aires. Centro editor de América latina.
- Ortiz, R. (2007): "La consolidación del poder empresario en la Argentina. El sector petrolero durante la convertibilidad y ante el "nuevo modelo" post-crisis" en Forcinito, K y Nahón, C. (coords.): *Transformaciones recientes en la economía argentina: tendencias y perspectivas*. Prometeo-UNGS, 2007, pp. 167-186.
- Ortiz, Ricardo y Schorr, Martín (2014): "Continuidades y rupturas en el régimen de acumulación del capital en la Argentina: de la valorización financiera al modelo de dólar alto". Simposio 7: "Crisis de Acumulación y Reconfiguración de los Sectores Dominantes en la Historia Reciente de América Latina". IV Jornadas de Historia Económica.
- Pérez Roig, D. (2015): La expansión de la frontera hidrocarburífera en Argentina. Estado, capital y explotación de petróleo y gas durante la posconvertibilidad (2002/2011). Tesis de Maestría en Investigación en Ciencias Sociales. FCS-UBA (mimeo).
- Recalde, M. (2011): Un análisis de la renta de los recursos energéticos en Argentina. *Problemas del Desarrollo*. México DF.

Leyes:

Ley N° 17.319

Ley N° 23.696

Ley N° 23.697

Ley N° 24.076

Ley N° 24.145

Ley N° 25.561

Ley N° 25.943

Ley N° 26.197

Ley N° 26.741

Decretos (PEN):

Decreto 1055/89

Decreto 1212/89

Decreto 1589/89

Decreto 2.778/90

Decreto 310/02

Decreto 809/02

Decreto 645/05

Resoluciones (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas):

Resolución 337/04

Resolución 532/04

Resolución 534/06

Resolución 394/07

Resolución 127/08

Resolución 1/13

Resolución 803/14

Resolución 1077/14