

LAS RETENCIONES COMO HERRAMIENTA DE POLÍTICA SECTORIAL EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN EL PERÍODO 2002-2012

Por Pablo Barneix

Recibido: 11/03/2017

Aceptado: 24/05/2017

RESUMEN

El artículo analiza la implementación y el manejo del esquema de retenciones a los hidrocarburos en el periodo 2002-2012. La imposición de derechos de exportación, que se fueron modificando con el tiempo, constituyó en dicha etapa una de las principales herramientas de la política sectorial. En este sentido, se busca dar cuenta de la manera en que se aplicó, sus objetivos, las modificaciones introducidas de acuerdo al contexto local e internacional, y el impacto sobre el mercado petrolero y gasífero, fundamentalmente en las actividades de exploración y extracción.

PALABRAS CLAVES

Hidrocarburos - Retenciones - Extracción - Exploración - Política sectorial

WITHHOLDINGS AS A SECTOR POLICY TOOL IN THE HYDROCARBONS SECTOR IN THE PERIOD 2002-2012

By Pablo Barneix

ABSTRACT

The article analyses the implementation and management of the hydrocarbon retention scheme in the period 2002-2012. The imposition of export duties, which were modified over time, constituted at that stage one of the main tools of the sectoral policy. In this sense, it seeks to account for the way in which its objectives were applied, the changes introduced according to the local and international context, and the impact on the oil and gas market, mainly in the exploration and extraction activities.

KEY-WORDS

Hydrocarbons - Withholdings - Extraction - Exploration - Sectoral Policy

LAS RETENCIONES COMO HERRAMIENTA DE POLÍTICA SECTORIAL EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN EL PERÍODO 2002-2012

Por Pablo Barneix*

I. Introducción

El presente artículo pretende realizar un análisis del funcionamiento del esquema de retenciones¹ como herramienta de política sectorial en el mercado de petróleo y gas natural en la Argentina considerando particularmente los cambios que se produjeron entre 2002 y 2012. El análisis se focalizará en las actividades que comprenden el “upstream”² haciendo referencia al “downstream”³ en los casos que se considere pertinente.

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.

* Profesor Universitario en Economía (UNGS). Cursó la Maestría en Historia Contemporánea (UNGS). Docente de Enseñanza de la Economía y Residencia II en Economía. Investigador miembro del Proyecto de Investigación Científica y Tecnológica Orientado (PICTO – 2013) “Las políticas públicas en CyT hacia los sectores de hidrocarburos y telecomunicaciones en el marco de la privatización de empresas públicas en Brasil. Estrategias de financiamiento y la vinculación con las universidades. Lecciones para el caso argentino”. Profesor de Economía en el ISFDN° 51 en los Profesorados de Historia y Geografía y de Administración Financiera y Comercio Internacional en el ISFTN° 182 en la Tecnicatura Superior en Administración General.

¹Las retenciones son un arancel que se aplica a las exportaciones. Entendemos por arancel al Derecho de aduana que grava las mercancías importadas por un país y que constituye el instrumento por excelencia del proteccionismo... “Se aplica también a las exportaciones de un país por meras necesidades económicas... La tarifa oficial donde se recogen aranceles aplicables a la entrada, salida y tránsito internacional de mercancías se denomina arancel de aduanas” (ver Diccionario de Economía y Negocios, de Espasa Calpe, edición 1998, Madrid).

²Expresión que abarca el segmento de la industria que se ocupa de la extracción del producto y hasta su llegada a proceso industrial. Para el caso del petróleo/gas, la definición cubre los trabajos de exploración, perforación, explotación y hasta su entrega en refinería, plantas de proceso o fraccionamiento.

³Expresión que cubre los últimos tramos de un proceso industrial o la etapa de comercialización del producto o subproductos. Para el caso del petróleo/gas, define el intervalo en el que se cumplen los procesos de refinación, separación, fraccionamiento, distribución y comercialización.

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 primarios⁴. 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.

El incremento experimentado desde 2004 en las importaciones de energía, fundamentalmente gas natural desde Bolivia y a partir de 2008 también gas natural licuado (GNL)⁵, comenzó a transformarse en un serio problema para desarrollo económico del país⁶. 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 escasas divisas.

Con el fin echar luz sobre las características que asumió el manejo del esquema de retenciones como una de las principales herramientas de política sectorial en el periodo 2002-2012, el artículo está organizado de la siguiente manera. En primer lugar, se describe brevemente la configuración del mercado de petróleo y gas a partir de las modificaciones introducidas a comienzos del gobierno de Carlos Menem que significaron una transformación radical en el funcionamiento del sector petrolero argentino. En segundo lugar, se abordan los cambios en el escenario sectorial tras la salida de la convertibilidad. En el tercer apartado se analiza la aplicación y funcionamiento del esquema de retenciones a las exportaciones durante el periodo 2002-2015. Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas en relación con las diversas dimensiones analizadas.

⁴ Balance Energético Nacional 2015. Ministerio de Energía y Minería de la Nación.
www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366.

⁵ El gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en 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.

⁶ Además, si bien no es objeto central de este artículo también desde 2004 se incrementaron las importaciones de gasoil, fuel oil, y desde 2009 nafta súper.

II. Características del mercado de petróleo y gas natural en la Argentina

A partir de 1989, se produjo un cambio radical en la concepción que se tenía de los hidrocarburos, tanto el petróleo como el gas pasaron a ser considerados como *commodities*⁷ y no como recursos estratégicos. Las reformas implementadas en el sector petrolero en los años noventa implicaron la puesta en marcha de un modelo de explotación caracterizado por la privatización y desregulación de la actividad⁸.

En la etapa previa a la desregulación petrolera, la estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (en adelante YPF) monopolizaba la producción, aunque una parte significativa era realizada por el sector privado bajo contratos de explotación⁹. Asimismo, si bien, hasta 1989, se permitía la concesión de contratos de exploración y explotación a firmas privadas, “la totalidad del crudo producido en el país era redistribuido con intervención de la Secretaría de Energía (que fijaba el precio), entre las refinerías de YPF y de las empresas privadas en la denominada Mesa de Crudos” (Kozulj y Bravo, 1993, p.95) con criterios orientados a garantizar el abastecimiento a precios razonables en todo el territorio nacional. La actividad estaba regida por la Ley N° 17.319 que había sido sancionada en 1967. Dicha normativa se mantuvo en vigencia hasta el 2014 cuando se sancionó una nueva Ley de Hidrocarburos (Ley N° 26.741).

A pocos meses del comienzo del gobierno Carlos Menem en 1989, la sanción de la Ley de Reforma del Estado (Ley N° 23.696) y de la Ley de Emergencia Económica (Ley N° 23.697) abrió el camino a un proceso de reformas estructurales neoliberales que avanzó sobre el sector petrolero cambiando sustancialmente la orientación que había caracterizado la política petrolera hasta entonces.

Luego de la sanción de las leyes mencionadas que asentaron las bases para la reestructuración y privatización de YPF, por decreto ese mismo año el presidente Menem creó un mercado libre de crudo (eliminando la mesa de crudos), otorgó la libre disponibilidad del petróleo

⁷ Bien transable internacionalmente cuyas pautas de contratación comercial corresponden a usos y costumbres incorporados a una institucionalidad internacional que define la naturaleza de los contratos, las cotizaciones de referencia y las calidades del producto que son reconocidas por todos los actores del mercado.

⁸La “desregulación” a la que se hace referencia se trató en realidad de una regulación “procapital” 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.

⁹“...hacia 1990 YPF S.E. participaba con el 62,3% de la producción de crudo por administración directa mientras que el sector privado aportaba el 37,7% restante” (Kozulj, R., 2002, p. 32).

extraído por parte de cada empresa privada y la posibilidad de exportar, con previa autorización de la Secretaría de Energía. En el caso del gas natural, las exportaciones debían ser autorizadas por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) en la medida que no se viera afectado el abastecimiento interno.

La instrumentación de estos decretos reemplazó las regulaciones estatales en la fijación de los precios, márgenes, cuotas, etc., por los mecanismos de asignación del mercado. Paralelamente, se transformaron los contratos de explotación en concesiones o asociaciones con YPF, que devolvió las áreas de exploración para su posterior licitación. Además, también por decreto, se estableció la igualdad de trato a las inversiones extranjeras y a las nacionales permitiendo la libre disponibilidad de divisas.

En 1990, mediante la sanción de otro decreto, 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 1991. Por su parte, se definió la venta de las refinerías, estaciones de bombeo, ductos, terminales portuarias, buques/tanque, entre otros activos de la compañía y se licitaron áreas secundarias y áreas centrales de YPF.

La Ley N° 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 (10%) mediante Programas de Propiedad Participada (PPP). Asimismo, el Estado nacional asumía los créditos y deudas de YPF al 31 de diciembre de 1990. Dicha ley establecía además la transferencia a las provincias del dominio público sobre los yacimientos existentes en su territorio o hasta 12 millas marinas¹⁰.

En julio de 1993, el 50% de las acciones del Estado nacional y de las provincias fueron transferidas al sector privado. Entre 1993 y 1998 la estructura de tenencia se fue modificando debido a que el personal de la empresa, los jubilados (un 12 % de las acciones del Estado fueron transferidas al sistema previsional) y las provincias fueron vendiendo sus acciones. De este modo, hacia 1998 (antes del ingreso de Repsol), el paquete accionario se encontraba compuesto de la

¹⁰ La provincialización de los recursos hidrocarburíferos terminó por consagrarse con la reforma constitucional propiciada por Menem en 1994 para lograr su reelección. La reforma constitucional estableció que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos existentes en su territorio” (Ver artículo 124, segundo párrafo de la Constitución Nacional). Finalmente, en 2006, el gobierno de Néstor Kirchner sancionó la Ley N° 26.197 (“ley corta de hidrocarburos”) que permitió instrumentar los contenidos de la Ley N° 24.145 de 2002 que otorgaba la propiedad de los yacimientos de petróleo y de gas a las provincias.

siguiente manera: Estado nacional (20%), provincias (4,7%), personal de YPF S.A. (0,4%), fondos de inversión de EE.UU (46%), fondos de Reino Unido (7,9%), fondos de Francia (2,2%), Citicorp (6,9%), bancos nacionales y AFJP (8%) y Perez Companc (3,8%) (ver Kuzulj, 2002, p.20).

Luego, entre mediados y fines de 1999 la empresa española Repsol adquirió la totalidad de las acciones que todavía se encontraban en poder del Estado, de las provincias y del sector privado, lo que significó la privatización y extranjerización casi total de la explotación del petróleo y el gas argentino.

Paralelamente, la privatización de Gas del Estado (se encargaba del transporte y la distribución del gas) fue ordenada a mediados de 1992 por la Ley N° 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 monopólicas con jurisdicción sobre distintas regiones del país (Metropolitana, Buenos Aires Norte, Cuyana, Central, Litoral, Noroeste, Pampeana y Sur¹¹). En la práctica Gas del Estado quedó privatizada en dos grandes subsistemas (norte y sur) altamente integrados.

De esta manera, el gobierno encabezado por Menem modificó radicalmente el esquema de producción, transporte y disposición de los hidrocarburos produciendo el retiro absoluto del Estado del sector petrolero y gasífero, como actor y regulador. Esto dio lugar a la conformación de una estructura de mercado fuertemente oligopolizada en cuanto a la propiedad del capital y al régimen de competencia¹².

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 una 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. Precisamente por la elevada rentabilidad asociada al 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).

¹¹ Cada una de estas empresas recibieron una licencia por 35 años con opción a 10 más (Hidalgo, 2009).

¹² Cabe señalar, que Argentina fue uno de los únicos países que durante la ola privatizadora neoliberal de los noventa transfirió el control de los recursos energéticos no renovables a manos privadas. Incluso otros países latinoamericanos (por caso Brasil o México), que también realizaron numerosas privatizaciones en el área de los servicios públicos, conservaron bajo control estatal el abastecimiento energético y la renta petrolera.

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).

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. Cabe señalar, que 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 en 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, 2013).

III. El escenario postconvertibilidad: rupturas y continuidades con los años noventa

A partir de 2002, tras el abandono de la convertibilidad, Argentina experimentó un fuerte crecimiento económico expresado en una importante recomposición industrial y mejoras sociales que significaron un crecimiento del consumo interno de hidrocarburos (fundamentalmente en el periodo 2003-2008). 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.

Evolución de la producción, exportaciones e importaciones de crudo en la Argentina en el periodo 2002-2011 (Cuadro 1)

Año	Producción (P) (m3)	Exportaciones (X) (m3)	Ventas internas (P-X) (m3)	% Vtas. int./P.	Importaciones (M) (m3)	Oferta total (OT) (P+M) (m3)	% M/OT
2002	43.953.000	15.460.848	24.492.152	56%	609.412	44.562.412	1,37%
2003	43.125.143	13.335.675	29.789.460	69%	284.979	43.410.122	0,66%
2004	40.639.054	10.237.032	30.402.022	75%	590.309	41.229.363	1,43%
2005	38.620.962	8.686.592	29.934.370	78%	247.435	38.868.397	0,64%
2006	38.268.291	5.079.518	33.188.773	87%	89.570	38.357.861	0,23%
2007	37.305.891	3.301.173	34.004.718	91%	45.437	37.351.328	0,12%

2008	36.637.478	3.194.554	33.342.924	91%	4.870	36.642.348	0,01%
2009	36.146.788	5.286.458	30.860.330	85%	-----	36.146.788	---
2010	35.345.123	5.266.839	30.078.284	85%	-----	35.345.123	---
2011	33.217.899	3.454.011	29.764.888	90%	-----	33.217.899	-----

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

Evolución de la producción, exportaciones e importaciones de gas natural en la Argentina en el periodo 2002-2011 (Cuadro 2)

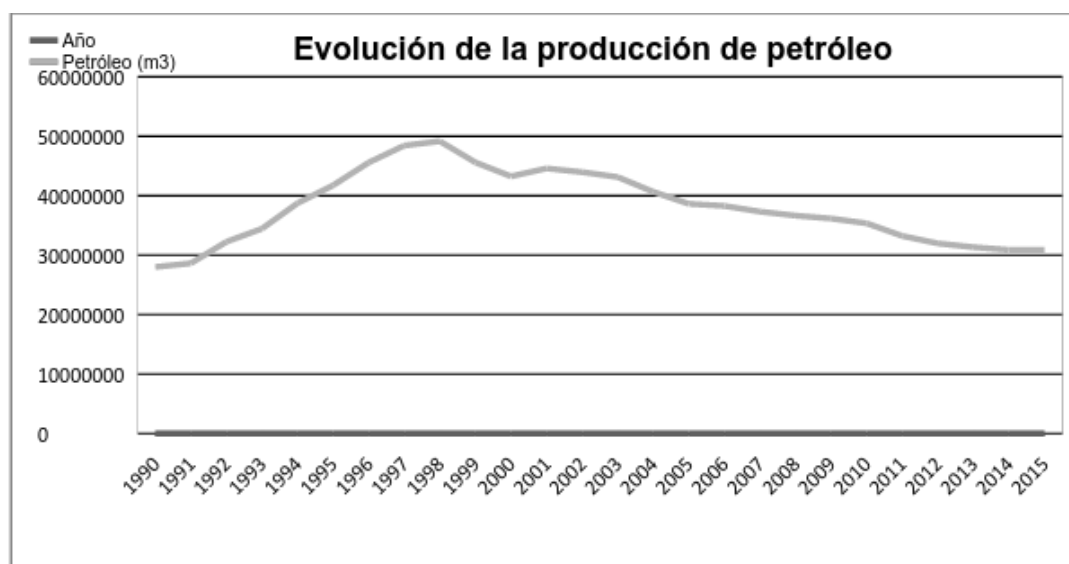
Año	Producción (P) (miles m3)	Exportaciones (X) (miles m3)	Ventas internas (P-X) (miles de m3)	% Vtas. int./P.	M Total (MT) (M gas Bolivia + M GNL) (miles m3)	Oferta total (OT) (P- MT) (miles m3)	MT/OT
2002	46.245.119	5.846.336	40.398.783	87%	99.459	46.344.578	,21%
2003	50.633.115	6.460.531	44.172.584	87%	85.243	50.718.358	,17%
2004	52.349.267	7.348.143	45.001.124	86%	804.132	53.153.399	,51%
2005	51.566.791	6.600.100	44.966.691	87%	1.610.502	53.177.293	,03%
2006	51.778.528	3.067.470	48.711.058	94%	1.428.456	53.206.984	,68%
2007	51.006.115	1.245.025	49.761.090	98%	1.238.553	52.244.668	,37%
2008	50.509.164	697.935	49.811.229	99%	1.047.083	51.556.247	,03%
2009	48.417.101	782.125	47.634.976	98%	2.137.050	50.554.151	,23%
2010	47.098.582	401.183	46.697.399	99%	3.967.550	51.066.132	,77%
2011	46.312.773	152.820	46.159.953	99,7%	7.465.444	53.778.217	3,88%

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

En este nuevo escenario, la caída experimentada en la producción local de crudo (luego del pico alcanzado en 1998 las cantidades extraídas mermaron año tras año) no solo redujo los saldos exportables, sino que complicó aún más el abastecimiento energético interno. 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 el apartado 3).

La disminución de las cantidades extraídas de petróleo en el periodo pos-convertibilidad tuvo como correlato el incremento del porcentaje destinado al abastecimiento interno en detrimento de las exportaciones. Cabe señalar, que la caída experimentada en las exportaciones de crudo desde el 2002 significó un cambio de la política estatal llevada a cabo en los años noventa (ver cuadro 1).

Gráfico 1



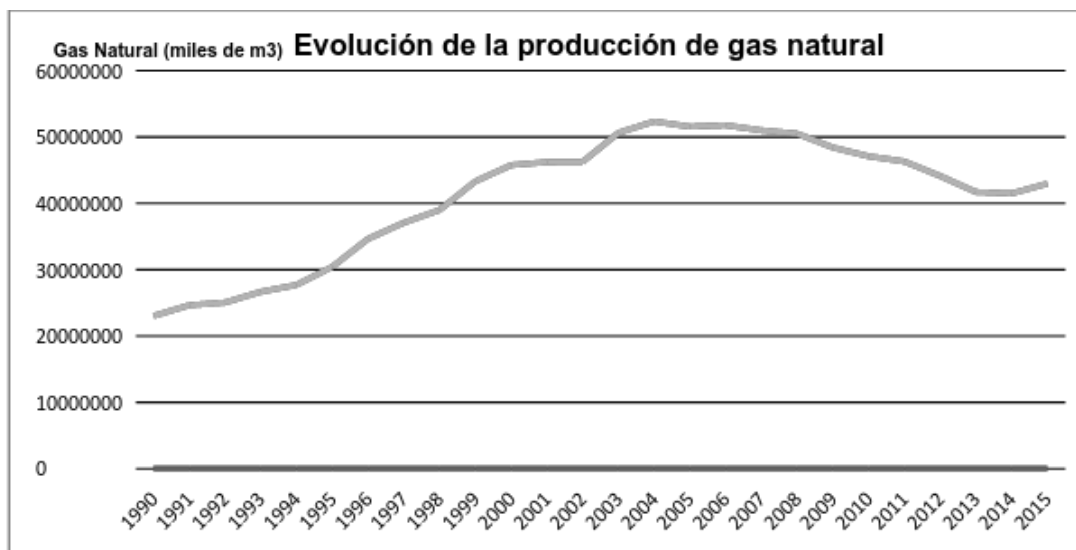
Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos provenientes del Ministerio de Energía y Minería de la Nación

Por su parte, la producción de gas natural alcanzó su pico en el año 2004. Desde entonces se registró un paulatino descenso en los volúmenes producidos. 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 de GNL (ver cuadro 2).

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). 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 con respecto al 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 gasoductos¹³.

Gráfico 2



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

IV. La reestatización de YPF y las políticas sectoriales en el periodo 2012-2015

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. 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

¹³ 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.

para votar de manera unánime y promover el consenso entre Nación y las provincias petroleras (Ley N° 26.741)¹⁴. 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 a la expansión sostenida de las inversiones (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 nuevas reclamaciones¹⁵. 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.

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 (Ley N° 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 (Ley N° 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

¹⁴ 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 detentaba 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.

¹⁵ 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 detentaba el 57% de la compañía.

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.

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 energético y el drenaje de divisas asociado¹⁶ están puestas en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, área donde la Argentina cuenta con escasa experiencia.

Para ello, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner avanzó en la firma de acuerdos de asociación y/o cooperación con petroleras internacionales (la estadounidense Chevron¹⁷ y las petroleras estatales Petronas -Malasia- y Sinopec -China-). En este sentido, 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”¹⁸. 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 (Barneix, 2017).

¹⁶Entre 2012 y 2014 el déficit energético osciló entre los 6.000 y los 6.500 millones de dólares (Barrera y Manzanelli, 2015). Según datos 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 2000 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 cuadro 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.

¹⁷ Dicho acuerdo ha sido cuestionado desde diversos sectores por el carácter no público de la distribución de cargas y beneficios entre YPF y la empresa estadounidense. 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.

¹⁸ 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.

Si comparamos los datos de producción de 2015 respecto al 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%). Se observa claramente (ver cuadro 3) que la recuperación de la producción de hidrocarburos por parte de YPF no fue acompañada por el resto de las compañías del sector.

V. 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

Cuadro 3

Año	Producción total de petróleo (m3)	Var (%)	Producción petróleo YPF (m3)	Var (%)	Producción total de gas natural (miles m3)	Var (%)	Producción de gas natural YPF (miles m3)	Var (%)
2011	33.217.899	---	10.952.246		46.312.773	---	10.604.428	--
2012	31.968.601	-4%	11.296.158	3%	44.123.694	-5%	10.326.666	3%
2013	31.332.936	-2%	11.640.647	3%	41.708.289	-5%	10.534.280	%
2014	30.881.240	-1%	12.671.227	9%	41.483.808	-1%	11.855.152	3%
2015	30.878.880	0%	13.178.075	4%	42.972.906	4%	13.058.693	0%
Promedio 2012-2015	31.265.414	-1,8%	12.196.527	4,76%	42.572.174	-1,8%	11.443.698	,5%

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

Desde nuestra perspectiva, la reducción de la producción de hidrocarburos por parte del sector privado en este último periodo 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 Argentina con la de extraer hidrocarburos fuera del país, si el costo de invertir 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.

VI. Las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos como principal herramienta de política sectorial en el periodo 2002-2012

La sanción de la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561), a comienzos de 2002, durante el gobierno provisional de Eduardo Duhalde, introdujo retenciones a las exportaciones de crudo (20 %) y combustibles líquidos (5 %) y pesificó tanto el precio del gas “en boca de pozo” (segmento desregulado), como las tarifas de transporte y distribución (segmento regulado) lo que provocó una reducción de los ingresos empresarios en dólares.

Luego, durante la presidencia de Néstor Kirchner, en mayo de 2004 las retenciones a las ventas de petróleo crudo se incrementaron en un 5 %. Y en julio de ese mismo año, pasaron a ser móviles, en relación con la evolución del precio internacional del crudo (en un contexto de precio récord a nivel internacional), lo que significó un incremento importante de la renta hidrocarburífera captada por el fisco¹⁹. Se estableció un porcentaje de 25 puntos si el precio internacional del barril (WTI) se ubicaba por debajo de los 32 dólares, más la aplicación de una escala ascendente de hasta 20 %, si dicho precio internacional se ubicaba entre 32 y 45 dólares (ver tabla N°1*). Es decir, que si el precio WTI era de 45 dólares o más la alícuota de exportación tributada debía ser del 45 %.

Niveles porcentuales de las retenciones a las exportaciones de petróleo establecidos por la Resolución 532 de la Secretaría de Energía de la Nación (4/8/2004)

Rango de precio WTI US\$/barril	Alícuota adicional al 25 %
32,01 a 34,99	3%
35,00 a 36,99	6%
37,00 a 38,99	9%
39,00 a 40,99	12%
41,00 a 42,99	15%

¹⁹ No obstante lo cual, el oligopolio petrolero siguió concentrando exorbitantes ganancias, en virtud de los devaluados costos domésticos y los altos precios internacionales (Azpiazu, D., 2005, p.70).

43,00 a 44,99	18%
45,00 y más	20%

Además, se incorporó a las exportaciones de gas natural el sistema de retenciones fijándose una alícuota del 20 % en detrimento de las ganancias extraordinarias de su muy concentrada oferta externa (más del 40 % correspondía a Repsol-YPF)²⁰. Adicionalmente y de manera creciente se impusieron diversas restricciones cuantitativas a las exportaciones de gas natural, de forma de garantizar la atención de la demanda interna. Cabe señalar que en agosto de 2005, ante el reclamo y la presión empresaria, el gobierno de Kirchner liberalizó y dolarizó nuevamente el precio del gas “en boca de pozo”²¹. Más tarde, en julio de 2006, las retenciones a las exportaciones de gas natural se elevaron al 45 %.

Posteriormente, en noviembre de 2007, el gobierno de Néstor Kirchner introdujo un nuevo esquema de retenciones para la exportación de petróleo y derivados. Con la implementación del nuevo esquema, las exportaciones de petróleo crudo y derivados (entre ellos las naftas) pasaron a tributar 45 % si el precio internacional del barril (WTI) se ubicaba entre 45 y 60,89 dólares. Pero, en el caso de que el precio superara los 60,89 dólares, las alícuotas sobre las exportaciones surgían de un cálculo que contemplaba el precio internacional del producto y un valor de corte fijado por el Gobierno (ver cuadro 5). Las subas de retenciones más pronunciadas recayeron así 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.

Más tarde, 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 Argentina.

²⁰ Cabe resaltar, que al implementar el esquema de retenciones a las exportaciones de hidrocarburos, “la administración Duhalde había excluido a las exportaciones de gas natural, el hidrocarburo de mayor dinamismo exportador en los años previos” (Azpiazu, D., 2005, p.71).

²¹ 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, D., 2005, p.69).

Variación de las alícuotas de referencia por retenciones a las exportaciones de hidrocarburos desde su implementación en 2002 (crudo, naftas y gas) (Cuadro 4)

Periodo (2002-2010)	Norma	Alícuota		
		Crudo	Naftas	Gas Natural
13/02/2002	Decreto N° 310	20%	5 %	
11/05/2004	Resolución 337	25 %		
26/05/2004	Decreto N° 645			20 %
04/08/2004	Resolución 532	*25 % si el Precio WTI es = o < a 32 US\$. **25 % + máx. 20 % (según tabla N° 1) si el Precio WTI es > 32 US\$		
14/07/2006	Resolución 534			45 %
15/11/2007	Resolución 394	*No hay retenciones establecidas y se fija un plazo de 90 días hábiles para determinar el porcentaje a aplicar si el Precio WTI es < a 45 US\$. **45 % si el Precio WTI se ubica entre 45 y 60,89 US\$. ***Se calcula con la siguiente fórmula: $d = \frac{Pi - VC}{VC} \times 100$ si el Precio WTI es = o > a 60,9 US\$ Donde: d: Derecho de Exportación Pi: Precio Internacional VC: Valor de Corte (crudo: 42 US\$; Naftas: 78 US\$).		
10/03/2008	Resolución 127			100 %
21/06/2012	Resolución 438	Incorpora a lo establecido en la Resolución 394/07 un crédito fiscal adicional de		

		28 US\$ para aquellas empresas que aumenten su producción.		
07/01/2013	Resolución 1	Deroga la resolución 438/12 y modifica los valores de corte y de referencia estipulados en la Resolución 394/07 Nuevo Valor de Corte: 70 US\$ Nuevo Valor de Referencia: 80 US\$		
21/10/2014	Resolución 803	*13 % si Pi es < 80 US\$ **11,50 % si Pi es < 75 US\$ ***10% si Pi es < 70 US\$		
29/12/2014	Resolución 1077	*1% si el Pi es < 71 US\$ **Si el Pi es > o = a 71 US\$ se calcula con la siguiente fórmula: $(Pi - 70) / 10 \times 100$ Pi: es valor Brent menos 8 US\$ X Barril		

Fuente: Elaboración propia sobre datos de www.infoleg.gov.ar Ministerio de Justicia y Derechos Humanos de la Nación

En esta primera etapa, la implementación del impuesto a las exportaciones de petróleo y derivados apuntó a divorciar los precios del mercado interno de los que regían en el mercado internacional intentando evitar presiones inflacionarias. Además, la aplicación de las retenciones generó un importante incremento en los ingresos fiscales.

Debe tenerse en cuenta, que limitar directamente o prohibir las ventas de crudo al exterior sería una medida que cambiaría los contratos de concesión firmados entre 1992 y 1993, los que aseguran la libre disponibilidad de los hidrocarburos para el concesionario modificando asimismo los Tratados Bilaterales de Protección de las Inversiones (TBI)²². Así, este mecanismo, el de las

²² Tratados Bilaterales de Promoción y Protección de las Inversiones Extranjeras (TBI). Argentina firmó y ratificó 56 tratados de protección de inversiones y se convirtió así en el país americano en suscribir más acuerdos de esa naturaleza. Los TBI fueron firmados a principios del gobierno de Menem y renovados sin modificaciones durante las administraciones Duhalde y Néstor Kirchner post caída del régimen de convertibilidad.

retenciones, fue un modo indirecto de limitar las exportaciones sin establecer cupos que resultó eficaz.

Esta política en relación con el precio de las exportaciones se combinó con una política de acuerdos de precios a nivel interno entre el gobierno de Néstor Kirchner y los formadores de precios (las empresas líderes integradas verticalmente). Si bien, ambas medidas de política resultaron relativamente eficaces para reducir las cantidades exportadas y mantener los precios bajo control no lograron incentivar el proceso de inversión para aumentar la exploración ni la capacidad de refinación por parte de las empresas.

VII. Las retenciones tras la reestatización de YPF

En 2012, en un contexto de caída sostenida de la producción tanto de petróleo como de gas natural, el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner decidió la recuperación del control de YPF por el Estado argentino. A mediados de ese mismo año, una nueva disposición de la Secretaría de Energía inauguró una segunda etapa en la orientación del manejo del esquema de retenciones. Dicha resolución establecía que si las empresas 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.

Con el precio internacional del crudo en baja²³, el esquema de retenciones volvió a sufrir modificaciones a comienzos de 2013 cuando se cambiaron los 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. 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, aunque sólo regía si la cotización superaba, no ya los 60,9 dólares, sino los 80 dólares. Asimismo, ante la ausencia de incrementos en la producción de crudo se eliminó la compensación adicional que se había establecido en 2012.

²³ 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 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).

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 resolución²⁴ 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 N° 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%.

Finalmente, a principios de 2015, el gobierno oficializó un nuevo esquema de retenciones. La nueva norma²⁵ 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.

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 variables²⁶.

En suma, 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 periodo 2003-2011 y su

²⁴ Ver Resolución 803/2014. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

²⁵ Ver Resolución 1077/2014. Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

²⁶ La resolución de Economía establece fórmulas similares para determinar los nuevos derechos a la exportación de naftas, combustible para avión, lubricantes y otros derivados del hidrocarburo.

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 exportaciones.

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 plus²⁷, la extracción de petróleo y gas siguió disminuyendo año tras año²⁸, al igual que las reservas. Por su parte, la creación de Enarsa²⁹ y la incorporación de capitales privados nacionales en el sector, que según especulaciones periodísticas, habría sido incentivada desde el gobierno nacional³⁰ no produjo cambios relevantes en el funcionamiento del sector (Barneix, 2012).

²⁷En 2008 se lanzaron 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; 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 otorgaba certificados de crédito fiscal aplicables al pago de derechos de exportación. Los Programas Petróleo Plus y Refino Plus fueron suspendidos en enero de 2012 por no cumplir con las expectativas de nuevas inversiones por parte de las empresas (Barneix 2012).

²⁸Tampoco se registró una ampliación en la capacidad de refinación, es decir, en la producción de combustibles. Con respecto a los combustibles líquidos, las dificultades en el abastecimiento del mercado interno a partir del año 2009 derivaron en la necesidad de importar naftas (desde 2003 ya se importaba gasoil) puso al descubierto la necesidad de avanzar sin más dilaciones en una política nacional de refinación. El problema estructural es que no existe capacidad extra disponible para refinación debido a la ausencia de inversiones en ampliación de dicha capacidad (es decir, de producción de naftas) en, al menos, los últimos 25 años. Las escasas inversiones en refinación refieren, en todos los casos, a reformas para mejoramiento de calidad de productos (menos azufre, mayor octanaje, etc., muchas veces pensadas en función de la posibilidad de exportación antes que de colocaciones en el mercado interno). Asimismo, esto responde a una estrategia de diferenciación del producto por parte de las empresas que les permite obtener mayores ganancias pero no resuelve el problema de fondo (Barneix, 2012).

²⁹Energía Argentina S.A. (ENARSA) fue creada por la Ley N° 25.943 en noviembre de 2004, 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 concesionadas, y está autorizada a realizar una multiplicidad de actividades vinculadas a la energía, el objetivo proclamado fue el de transformarla en una firma “testigo” dentro del mercado. Desde su creación, Enarsa se encargó de realizar las principales importaciones de los faltantes energéticos incurriendo en importantes erogaciones.

³⁰Según 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).

En definitiva, queda claro que el objetivo de las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos ha ido cambiando con el paso del tiempo de acuerdo al 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. A partir de 2012, en un contexto de precios internacionales bajos, se dejó de lado el objetivo de desincentivar las exportaciones y se focalizó en promover la exploración y aumentar la producción.

VIII. Consideraciones finales

Como ya especificamos, las retenciones, técnicamente denominadas Derechos de Exportación, son un arancel que se aplica a las exportaciones. Ahora bien, las retenciones obviamente tienen efectos en el frente de la recaudación, de desacople de los precios domésticos de los internacionales, de definición de dos tipos de cambio efectivos para favorecer el desarrollo industrial, etc. O sea, son una herramienta de política económica. Del mismo modo que lo son los aranceles de importación.

Como es un tema de política económica, las retenciones a las exportaciones o los aranceles a las importaciones provocan adhesión o rechazo³¹. Por eso son un tema de debate por demás interesante de herramientas para establecer estrategias de crecimiento de la economía.

A partir de la salida de la convertibilidad, las retenciones se transformaron en una de las principales herramientas de política económica en el sector de los hidrocarburos. Con los sucesivos cambios que se fueron implementando en el esquema de retenciones, en combinación con una política de incentivos fiscales para la producción adicional y con acuerdos informales sobre los precios internos con las empresas del sector, se buscó incidir en un sector que se encontraba totalmente desregulado.

En un primer momento, las retenciones resultaron eficaces para desalentar las exportaciones, desacoplar los precios internos de los internacionales (fundamentalmente hasta 2008). Adicionalmente, permitieron incrementar los ingresos del fisco. No obstante, la política desplegada por el gobierno de Néstor Kirchner y luego por Cristina Kirchner no logro revertir la caída en la producción tanto de petróleo como de gas natural.

³¹ Para el caso basta con recordar la situación suscitada en el año 2008 a partir de la resolución 125 y que implementaba un esquema de retenciones móviles a las exportaciones de soja y su posterior derogación.

Asimismo, resulta evidente que pese a los altos niveles de rentabilidad en términos internacionales (Azpiazu, 2005) tampoco existieron incentivos suficientes para promover inversiones en exploración. Desde nuestra perspectiva, 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 de la operatoria de la mayoría de las petroleras con actuación en el país. Dichas compañías, al decidir el destino de sus inversiones, prefirieron invertir en países donde la tasa de rentabilidad resultaba aún más elevada (Bolivia, Ecuador, golfo de México, Libia, Argelia, etc.).

La recuperación del control de YPF por el Estado argentino a principios de 2012 deviene entonces de la debilidad de las políticas implementadas entre 2003 y 2011 (manejo del esquema de retenciones, incentivos fiscales, Enarsa, etc.) y de la inviabilidad del modelo de privatización y desregulación iniciado en los años noventa. La decisión de expropiar el 51 % de las acciones de YPF significó un golpe de timón por parte del gobierno encabezado por Cristina Kirchner en un intento del 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. Y el petróleo y el gas natural volvieron a recuperar su status de recursos estratégicos. Sin embargo, con el triunfo electoral de la Alianza Cambiemos en octubre de 2015, la orientación que había tomado la política sectorial desde 2012 pareciera volver a truncarse ante una nueva administración con un claro sesgo procapital privado.

Referencias bibliográficas:

- AZPIAZU, D. (2005). *Las privatizadas: ayer, hoy y mañana (Tomo I y II)*. Colección Claves para Todos. Buenos Aires: Editorial Capital Intelectual.
- BARNEIX, P. (2012). "El desempeño del sector petrolero argentino 2002-2011: los problemas estructurales emergentes del modelo de desregulación y privatización". En *Revista Realidad Económica*, Instituto Argentino para el Desarrollo económico (IADE), Buenos Aires, N° 268, pp. 60-87.
- (2017). "Un repaso de las principales transformaciones en la explotación de hidrocarburos en el periodo 1989-2015". En *Revista Realidad Económica*, Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (IADE), Buenos Aires, N° 304, pp. 103-133.

BARRERA, M. (2013). "Reformas estructurales y caída de reservas hidrocarburíferas: el caso argentino". En *Análisis Económico*, México, N° 69, vol. 28, pp. 167-188.

BARRERA, M. y MANZANELLI, P. Coordinador BASUALDO E. (2015). CIFRA. Informe de coyuntura N° 15, Buenos Aires, marzo 2015.

FORCINITO, K.; VILAS, C.; IAZZETTA, O. y BOHOSLAVSKY, E. (2005). *Estado y política en la Argentina actual*. Buenos Aires: Prometeo libros. Universidad Nacional de General Sarmiento.

HIDALGO, E. (2009). "Competencias de la Nación y las provincias en la explotación de hidrocarburos en la Argentina. En *Revista Realidad Económica*, Instituto Argentino para el Desarrollo Económico (IADE), Buenos Aires. N° 241, pp. 66-93.

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 de Chile. CEPAL.

KOZULJ, R. y BRAVO, V. (1993). La política de desregulación petrolera argentina: antecedentes e impactos. Buenos Aires: Centro editor de América latina.

Leyes: N° 17.319, N° 23.696, N° 23.697, N° 24.076, N° 24.145, N° 25.561, N° 25.943, N° 26.197, N° 26.741.

Decretos (PEN): N° 1055/89, N° 1212/89, N° 1589/89, N° 2.778/90, N° 310/02, N° 809/02, N° 645/05.

Resoluciones (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas): N° 337/04, N° 532/04, N° 534/06, N° 394/07, N° 127/08, N° 438//12, N° 1/13, N° 803/14, N° 1077/14.