

La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos décadas

Mariano A. Barrera*

Resumen

Las políticas neoliberales implementadas desde 1989 tenían entre sus objetivos liberalizar los mercados y permitir la expansión del sector privado en los diversos sectores de la economía. En Argentina, dichas políticas abarcaron actividades estratégicas como el mercado hidrocarburífero. Los supuestos bajo los cuales fueron implementadas giraban en torno de que la “desregulación” del sector redundaría en un incremento de los niveles de inversión de riesgo y, consecuentemente, en la expansión de los volúmenes de explotación y de los *stocks* de reservas. Así, el objetivo principal de este artículo es analizar, por un lado, el impacto que tuvo esta liberalización en el proceso de acumulación de las empresas a través del estudio de su rentabilidad y, por el otro, cuál fue la magnitud y la trayectoria de la renta petrolera generada y cómo se distribuyó entre los principales actores desde el inicio de las reformas hasta finales del decenio de 2000.

Palabras clave: Argentina, beneficios extraordinarios, renta petrolera, neoliberalismo, poder económico

Abstract

Among the main objectives implemented by the neoliberal policies in the '90s that were pursued, we can find the liberalization of markets to allow the expansion of private sector in various aspects of the economy. In Argentina, these policies affect sensitive and strategic activities such as the hydrocarbure market. In just three years existing state intervention was removed through a series of institutions and by privatizing the country's main company, YPF. The circumstances under which these measures were implemented, revolved around the “deregulation” of the sector that would result in increased levels of investment risk and, consequently, the volume expansion of operating and reserve stocks. the main objective of this paper is to analyze, on the one hand, the impact of this liberalization in the accumulation process of the companies through the study of its profitability and, on the other, what was the magnitude and trajectory of oil revenues generated and how they distributed among the major players from the start of the reforms until the late 2000s.

Recibido: 29-05-2013 Aceptado:22-10-13

- * Investigador del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO, Sede Argentina y becario doctoral del CONICET. Se agradecen los valiosos comentarios realizados por Martín Schorr y a los evaluadores anónimos, a quienes, naturalmente, se los exime de los posibles errores u omisiones existentes.

Palabras clave: Argentina, extraordinary profits, income oil, neoliberalism, economic power

JEL Classification: O10, P28, L33 y L71

Résumé

Les politiques néolibérales mises en œuvre depuis 1989 ont eu parmi leurs objectifs de libéraliser les marchés et permettre l'expansion du secteur privé dans les différents secteurs de l'économie. En Argentine, ces politiques ont inclus des activités stratégiques telles que le marché des hydrocarbures. Les hypothèses selon lesquelles ils ont été mis en œuvre ont tourné autour de la «déréglementation» du secteur qui se traduirait par une augmentation des niveaux d'investissement de risque et en conséquence, par l'expansion des volumes d'exploitation et des stocks de réserves. Ainsi, l'objectif principal de cet article est d'analyser, d'un côté, l'impact de cette libéralisation dans le processus d'accumulation des entreprises à travers l'étude de leur performance et, de l'autre, de mesurer l'ampleur et la trajectoire des revenus générés par le pétrole et comment ils ont été distribués parmi les principaux acteurs dès le début des réformes jusqu'à la fin des années 2000.

Mots-clés : Argentine, profits extraordinaires, rente pétrolière, néolibéralisme, pouvoir économique

Introducción

Las políticas neoliberales implementadas en Latinoamérica en el decenio de 1990, implicaron cambios estructurales en las distintas economías de la región. Si bien los núcleos centrales eran coincidentes, en cada país la intensidad de dichas políticas fue dispar, producto de las diversas relaciones de fuerza. En este sentido, dado que se eliminaron las diversas instituciones que regulaban la actividad y se privatizó totalmente la principal empresa del país, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), en el mercado hidrocarburífero argentino las reformas locales tuvieron mayor profundidad respecto de lo ocurrido en México —en donde a pesar de las fuertes transformaciones económicas mantuvieron a Pemex que conserva, con excepciones en gas natural, el monopolio de la actividad—, en Brasil —que vendió parte del capital social de Petrobras pero el Estado mantiene el control político de la compañía— y en Venezuela —que a pesar de las reformas neoliberales el Estado conserva fuerte posición dominante en el sector hidrocarburífero—.

De este modo, durante el primer año del gobierno de Carlos Menem (1989-1999) se sancionaron tres decretos (N° 1.055/89, 1.212/89 y 1.589/89) que fueron fundamentales para: eliminar el carácter regulador y productor que poseía el Estado, concesionar áreas hidrocarburíferas otorgando la libertad para importar y exportar, para fijar precios al eliminar la “mes de crudos”, y para disponer del recurso y del libre del 70% de las divisas que obtuvieran de la venta del petróleo y/o sus derivados. Según manifestaban las autoridades, el objetivo declarado era aumentar la competencia del mercado para lograr una asignación más eficiente de los recursos.

Pese a esto, vale remarcar que la propia normativa (Decreto N° 1.212/89) que suponía desconcentrar el mercado a través de la transferencia de áreas de YPF al capital privado, habilitó mecanismo de concentración privada del sector, en tanto que los primeros cinco grupos económicos (Pérez Companc, Techint, Astra, Pluspetrol y Bidas) pasaron a tener injerencia en 81 de las 147 áreas de YPF concesionadas (Barrera, 2012a).

Según el gobierno, estas medidas tenían como objetivo eliminar las trabas generadas por un Estado ineficiente¹ que intervenía a través de instituciones que anulaban la conformación de un “mercado de competencia” y que impedían una “equitativa participación en la distribución de la renta petrolera” por parte de los distintos sectores. Pero, además, en base a lo que sostenían, la apertura comercial generaría aumentos de las inversiones de riesgo con el consecuente impacto positivo en las reservas y en la producción.

Esta batería de medidas que liberalizaron el complejo hidrocarburífero y fragmentaron la petrolera estatal, fueron la antesala de la posterior privatización del capital social de YPF. En este marco, a pedido del Poder Ejecutivo y del ministro de Economía, Domingo Cavallo, en 1992 el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 24.145 que habilitó el proceso de venta de las acciones de YPF, que se concretó a mediados de 1993 con la enajenación del 80% del paquete, a un precio de 19 dólares la acción, lo que significó una valuación de la firma en 6.707 millones de dólares. Seis años después, y en un nuevo contexto de crisis económica y fuerte y persistente déficit fiscal, el gobierno dispuso, la venta del 20% restante del capital social de la compañía al grupo español Repsol S.A., quien adquirió el 97,5% de la empresa con un desembolso de 15.047 de millones de dólares.

Las consecuencias de estas reformas, por diversas razones, no fueron las que vaticinaban sino todo lo contrario. En primer lugar, el mercado no logró desconcentrarse ya que las primeras ocho empresas siguieron extrayendo alrededor del 90% de los recursos. En realidad, estas políticas permitieron transferir los flujos de extracción de la petrolera estatal entre los operadores privados de mayor poder de mercado, todos ellos, principales beneficiados del proceso de fragmentación de YPF. En segundo, hacia mediados de la década de 1990, el complejo comenzó a reflejar indicadores deficientes tanto en materia de inversión en exploración como en flujos de extracción y *stocks* de reservas (Mansilla, 2007; Kozulj, 2002; Barrera, 2013). Si bien en los primeros años posteriores a las reformas existieron incrementos de las reservas y en los volúmenes de explotación, desde finales de los noventa presentan una deficiente *performance*², lo que coadyuvó a que desde 2003 —como consecuencia de

- 1 Julio Aráoz, ex secretario de Energía entre 1989 y 1990, expresó: “Existe consenso en cuanto a señalar como fuente del [desequilibrio del sector] al elevado grado de intervención estatal en toda la cadena productiva. Esta intervención se manifiesta en el carácter de firma dominante (...) de la empresa petrolera estatal (YPF), y también en la vigencia de un régimen de regulaciones que hizo lo suyo para crear condiciones cada vez más alejadas de la evolución de los mercados mundiales, inhibiendo una mayor productividad y consagrando prácticas ‘ineficientes’” (Aráoz, 1991: 39).
- 2 Mientras que la extracción de petróleo comenzó a descender desde 1998 y la de gas natural desde 2004, las reservas iniciaron la caída en 1999 y 2000, respectivamente.

las elevadas tasas de expansión de la economía doméstica— se originara un proceso de fuerte auge de las importaciones para satisfacer la creciente demanda interna. Esto redundó en que, luego de 21 años de superavitaria, la balanza energética expresara un déficit de casi 3.000 millones de dólares.

Son varios los sectores que sostienen que las caídas de las reservas y de la producción durante la década de 2000, son producto de la implementación de los derechos de exportación en 2002 y su incremento en los sucesivos gobiernos de Néstor Kirchner (2003-2007) y Cristina Fernández (2007-actualidad) que desacoplaron parcialmente los precios internos de los externos, dado que, desde esta perspectiva, generaron un desincentivo para realizar inversiones de riesgo (Vaca Coca, 2002; Vicente, 2002; López Anadón, 2002; García, 2003; Fanelli, 2011). Según estos autores, estas medidas no otorgaron estímulos económicos para ampliar la formación de capital en el sector en la medida en que los precios internos no reflejaban los de paridad de importación.

A partir de la recopilación de diversas evidencias empíricas sectoriales, trabajos previos (Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Barrera, 2012b; Barrera, 2013) permiten validar la hipótesis de que los problemas que aquejan al mercado hidrocarburífero doméstico no provienen del “cambio de reglas de juego” luego de la crisis de 2001/2, sino que, en mayor medida, se originaron con las reformas estructurales sancionadas e implementadas entre 1989 y 1993 que transfirieron la capacidad regulatoria a un acotado número de actores privados quienes decidieron los niveles y destinos de las inversiones, obturando el poder de regulación Estado. En este marco, el capital privado, a partir de su irrestricto poder, desde 1997 inició un proceso de subexploración de la superficie sedimentada que se sumó a la sobreexplotación de los yacimientos —con la finalidad de exportar el producto primario— que desde 1990 se estaba desarrollando, lo que redundó en una fuerte maduración de las reservas (dado que se centraron en las que había descubierto YPF), y una consecuente caída de la productividad y de los flujos de extracción (Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Barrera, 2012b, Barrera, 2013). En este sentido, a pesar de haberse implementado políticas parciales y desarticuladas que procuraron generar una intervención más activa por parte del Estado, hasta 2012 la política energética no modificó la arquitectura legal constituida en 1989³.

En este marco, el presente artículo busca abordar la problemática sectorial del *upstream* hidrocarburífero desde dos aspectos. En primer lugar, se analiza la rentabilidad del sector tanto en la década de 1990 (en la vigencia de la convertibilidad⁴) como en el interregno de

3 Con la sanción de la Ley N° 26.741 en 2012 y su reglamentación por medio del Decreto N° 1.277/12, se expropió el 51% del capital social de YPF (en poder de Repsol) y se eliminaron los principales artículos de los Decretos N° 1.055, 1.212 y 1.589/89 que habilitan la desregulación del sector (Barrera, 2013).

4 Entre el 1ro de abril de 1991 y el 6 de enero de 2002 rigió en la Argentina la Ley de Convertibilidad (N° 23.928), que establecía que la base monetaria de la economía debía ser igual a la cantidad de dólares que existieran en el país. A pocos meses de implementarse este régimen, se produjo una rápida estabilización de los precios, pero conllevando notorias

2002 a 2010 (en la posconvertibilidad) para observar si los márgenes de ganancia de los principales actores del sector en el último decenio, impidieron que los operadores pudieran realizar las inversiones correspondientes (como sostienen ciertos actores). En segundo, se realiza una estimación de cómo evolucionó la renta petrolera en la Argentina entre 1992 y 2010, y se estudia cómo fue distribuida en ambos períodos, con la finalidad de observar, entre otros elementos, si las reformas de la década de 1990 propiciaron una asignación con mayor o menor grado de equidad, comparando con la que se sucedió en la posconvertibilidad.

Análisis de las ganancias hidrocarburíferas

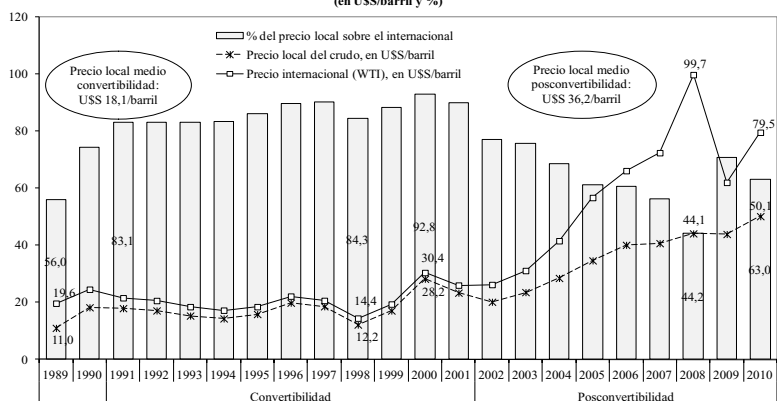
En base a los supuestos del gobierno de Menem, sustentados en que, para tornar más eficiente la actividad y propiciar la inversión de riesgo, los precios domésticos debían alinearse con los internacionales, hacia finales de 1989 se dispuso la liberalización de los precios, elemento que redundó en un importante ajuste del crudo comercializado domésticamente. En este sentido, mientras que la cotización del barril de petróleo WTI (West Texas Intermediate) entre 1989 y 1991 aumentó un 9,7%, al pasar de 19,6 a 21,5 dólares, el local creció un 62,7%, de 11,0 a 17,9 dólares. Esta dinámica significó que en apenas dos años, los valores domésticos pasaran de representar del 56,0% del internacional en 1989, al 83,1% en 1991, y con el correr de los años alcanzaran el 92,8% en 2000 (Gráfico N° 1). Sin embargo, a pesar de los mayores precios, las inversiones de riesgo no se incrementaron como se sostenía, sino que, por el contrario, se redujeron al mínimo histórico⁵.

disparidades en la dinámica de los precios y rentabilidades relativas de la economía, con un claro sesgo "anti-industrial", que coadyuvó a la crisis en 2001 y dio inicio al denominado proceso de "posconvertibilidad". En esta etapa desde 2003 se propició una mayor intervención estatal y, en el sector hidrocarburífero, se fijaron algunas medidas (pesificación de las tarifas del gas natural y derechos de exportación para ambos hidrocarburos) para evitar trasladar los efectos de la devaluación a los usuarios, aunque hasta 2012 no hubo cambios sustanciales.

- 5 Si bien en los años 1994 a 1996, se observó un aumento de los pozos de exploración terminados hasta alcanzar los 165 anuales (cuando el promedio de la década de 1980 fue de 117), desde 1997 se inició un proceso de reversión de esta tendencia motivada, en gran medida, por la marcada caída de los niveles de exploración de la ex petrolera estatal, aunque también fue acompañado por el resto de las empresas. Así, de 91 pozos realizados en 1995 por YPF S.A., al año siguiente el número fue marcadamente inferior (60) hasta alcanzar el nivel mínimo de la década en 1999, con apenas nueve pozos exploratorios. Por su parte, las demás empresas aplicaron la misma lógica que terminó afectando negativamente las inversiones del sector. En consecuencia, en 1999 este subgrupo de compañías ejecutó apenas 21 pozos exploratorios, lo que significó que, sumado a los de la "nueva" Repsol-YPF S.A., el mercado en su conjunto perforara únicamente treinta pozos, un cuarto de los que en promedio se realizaban en la década de 1980. Entre 2002 y 2010 en conjunto el sector ejecutó un promedio anual de 46 pozos, mientras que la ex petrolera estatal apenas realizó diez perforaciones por año, con un mínimo de seis en 2009. Sobre el particular se puede consultar: Kozulj (2002); Barrera (2012).

La reducida inversión de riesgo tiene estrecho vínculo con una de las consecuencias de la “desregulación” y apertura del mercado hidrocarburífero: la extranjerización del sector. La proliferación del capital internacional —o de empresas locales que operan de forma transnacionalizada— que analiza el proceso de acumulación desde una estrategia global, implicó que las empresas buscaran acrecentar las ganancias en el mercado doméstico sin la necesidad de reinvertir utilidades en la búsqueda de nuevos yacimientos *in situ* —habilitado por contextos normativos que por acción u omisión avalan estos procesos—. El caso de Repsol S.A. en Argentina permite ejemplificar esta situación. Según consta en los balances de la compañía, mientras que entre 2000 y 2004 (último año que desagregan la información), el 17% de los ingresos por ventas los obtuvieron en Argentina (65% en España), el 47% de las ganancias fue percibida en el mercado doméstico (32% en el país ibérico) y apenas el 27% de las inversiones fueron realizadas en Argentina (37% en España y 28% en el resto de América Latina). Así, mientras la mayor rentabilidad sobre ventas fue percibida en el mercado local, las inversiones eran realizadas en escasa magnitud en este territorio, lo que significó un drenaje constante de utilidades hacia otros mercados.

Gráfico N° 1. Evolución del precio local e internacional del crudo y % del doméstico sobre el externo, 1989-2010 (en US\$/barril y %)



Fuente: Elaboración propia en base a la Secretaría de Energía, al Instituto Argentino del Petróleo y el Gas y a la EIA.

En definitiva, los procesos de “desregulación” y extranjerización del sector, elementos vigentes hasta 2011, significaron una pérdida de capacidad decisoria en lo relativo al desarrollo de la actividad desde una perspectiva local y asociada a las necesidades de crecimiento de la economía argentina, lo cual, en un sector altamente concentrado en el que las primeras ocho firmas controlan el 85% y 92% de la extracción de petróleo y gas natural, respectivamente, redundó en la transferencia de la capacidad regulatoria a un acotado número de empresas que controlan el mercado y trazan las inversiones en función de sus intereses.

El proceso de subexploración del territorio y sobreexplotación de los yacimientos —con la finalidad de vender los recursos al mercado internacional— tenía como objetivo ampliar los retornos de la inversión a través de un mayor margen de ganancia. En este esquema, la liberalización de los precios domésticos y su convergencia con los internacionales fue de vital importancia.

En base a lo expresado en el Cuadro N° 1, se puede advertir cómo en el transcurso del período se incrementaron las ventas y las utilidades de las firmas seleccionadas. Así, al comparar la facturación neta de las empresas que operan integradas, es decir, en los sectores de extracción, refinación y comercialización⁶, se aprecia que, comparando el promedio alcanzado entre 1991 y 2001 con el primero de esos años, lograron ampliarla un 13,2% (de 6.221 a 7.042 millones de dólares). Sin embargo, analizando las ganancias netas de estas firmas, obtuvieron una expansión considerablemente mayor, en torno del 121,2% (de 406 a 898 millones de dólares). De este modo, este grupo de compañías pudo aumentar no sólo la masa de utilidades sino también su tasa. En efecto, de un ratio de ganancias sobre ventas del 6,5% en 1991, llegaron a tener en promedio, en el período 1991-2001, una tasa del 12,7%.

Por su parte, si se focaliza la atención en aquellas empresas que desarrollan la actividad únicamente en el *upstream* se puede dar cuenta de una tendencia similar. De este modo, mientras que las ventas, en igual período, se incrementaron un 87,8% (al pasar de 901 a 1.692 millones de dólares), las utilidades subieron un 177,6% (de 109 a 304 millones de dólares). Como se señaló, nuevamente se observa un auge tanto de la masa como de la tasa de utilidades, la cual creció 5,8 puntos porcentuales (de 12,1% a 17,9%).

Cuadro N° 1. Ventas netas, utilidades netas y rentabilidad de las principales empresas integradas y de las que operan únicamente en el mercado primario de los hidrocarburos y evolución del PBI Argentina, 1991-2001 y 2002-2010 (en millones de dólares y %)

		1991 (a)	1991-2001 (b)	2002-2010 (c)	Variación (%) (b/a y b-a)	Variación (%) (c/b y c-b)
Firmas integradas verticalmente*	Ventas netas	6.221	7.042	10.504	13,2	49,2
	Utilidades netas	406	898	1.645	121,2	83,2
	% y p.p.	6,5%	12,7%	15,7%	6,2	2,9
Empresas que operan únicamente en el mercado primario**	Ventas netas	901	1.692	3.015	87,8	78,2
	Utilidades netas	109	304	758	177,6	149,6
	% y p.p.	12,1%	17,9%	25,1%	5,8	7,2
PBI Argentina		189.720	261.072	226.849	37,6	-13,1

* Compuesta por Pérez Companc, Petrobras y Repsol-YPF.

** Se incluye a Astra, Bidas, Amoco, Pan American Energy, San Jorge, Chevron, Pluspetrol, Tecpetrol y Total Austral.

Fuente: Elaboración propia en base a información del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO.

6 Cabe señalar que del análisis se excluye a las firmas que desarrollan su actividad únicamente en los mercados de refinación y comercialización.

En definitiva, el proceso de liberalización del mercado, que le confirió a las empresas libertad de precios y libre disponibilidad del recurso, redundó en un marcado proceso de expansión de la facturación. La posibilidad de vender en el exterior el crudo sin necesidad de autorizaciones, implicó una sobreexportación del recurso que alcanzó, en 1996, un coeficiente de exportación del 41% (con un promedio en la convertibilidad del 31%). De esta manera, la oportunidad de alcanzar el precio de paridad de exportación sumado a la venta en el exterior de gran parte de la producción, les permitió crecer por encima de la economía. Esto se puede observar al comparar la evolución de las ventas netas, principalmente, de las firmas que operan sólo en el *upstream* (las no integradas) —dado que se elimina el sesgo del *downstream*—, con la dinámica adquirida por el PBI de Argentina. Así, mientras éste tuvo un incremento del 37,6% considerando el promedio de 1991-2001 y el primero de esos años, la facturación de las “no integradas” creció un 87,8%, lo que evidencia una dinámica muy superior. Pero además, la posibilidad de alcanzar el precio de paridad de exportación, redundó incluso en que pudieran ampliar las utilidades a una tasa mayor que las ventas, con la consecuente captación de beneficios extraordinario por parte de este sector.

El análisis de los interregnos 2002-2010 contra 1991-2001⁷, permite avizorar un importante número de elementos de considerable importancia. En 2002 con la crisis económica y la devaluación de la moneda local, que implicó un incremento del tipo de cambio real del 300%, el gobierno provisional de Eduardo Duhalde (2002-2003) implementó derechos de exportación a los hidrocarburos para contener los precios internos y para financiar la reestructuración del sistema financiero luego de la devaluación. Esta política siguió con los gobiernos de Néstor Kirchner y Cristina Fernández quienes ampliaron las alícuotas hasta hacerlas móviles en función del precio internacional, como así también, por medio de acuerdos con las firmas, comenzaron a contener, los precios de los derivados comercializados.

Como se mostró en el Gráfico N° 1, los valores del crudo comercializado localmente dejaron de evolucionar en base al de paridad de exportación, situación que llevó a un distanciamiento con el internacional hasta estabilizarse en torno del 60%. Así, estas medidas fueron rechazadas por parte del sector privado y ciertos académicos locales (Vaca Coca, 2002; Vicente, 2002; López Anadón, 2002; García, 2003; Fanelli, 2011), dado que sostenían que la no convergencia entre los precios en torno del internacional quitaba incentivos para realizar inversiones de riesgo y, por esta razón, se apreciaban caídas de la producción y las reservas del país.

Sin embargo, en base a la información del Gráfico N° 1 y del Cuadro N° 1, es dable cuestionar estos argumentos dado que al igual que en el período previo, los operadores pudieron ampliar el proceso de acumulación, producto de la captación de precios locales que, aun

7 Los períodos seleccionados responden, por una parte, al inicio del proceso de desregulación del mercado en 1991 vigente en su plenitud hasta 2001 con el fin de la convertibilidad. Por la otra, al proceso desarrollado bajo la posconvertibilidad y el cambio de régimen económico (con un perfil intervencionista), que implementó ciertos cambios a través de los derechos de exportación, si bien persistió en el sector hasta 2012 con la desregulación.

cuando no fueron los de paridad de exportación, estuvieron muy por encima de los vigentes en la convertibilidad. Así, mientras que entre 1991 y 2001 el precio doméstico en promedio fue de 18,1 dólares el barril, en la posconvertibilidad el valor se duplicó al alcanzar, una media de 36,2 dólares el barril (Gráfico N° 1).

Este marcado incremento de los precios locales permitió que las firmas expandieran su facturación. En efecto, mientras que el conjunto de las compañías integradas verticalmente, en el interregno 2002-2010 alcanzaron incrementos en las ventas en torno del 49,2% por encima de lo acontecido en la convertibilidad, las que operan únicamente en el *upstream*, ampliaron su facturación un 78,2%. Esto es relevante, dado que si se realiza la comparación con la evolución del PBI en dólares corrientes, considerando la media de ambos períodos, éste alcanzó una contracción del 13,1%⁸. De este modo, se puede observar cómo este núcleo de empresas logró autonomizarse del ciclo como consecuencia, fundamentalmente, del incremento de los precios de los productos comercializados y el inferior crecimiento de sus costos. Lo sustantivo de este período es que pudieron expandir sus ventas en dólares en un contexto de caída de la producción de crudo, que durante la posconvertibilidad fue un 9% menor en comparación con el período 1991-2001 (Cuadro N° 2). Se advierte así, que la fortísima crisis económica que destruyó capacidad productiva en el país en 2002 (que tardó en recuperar los niveles previos), afectó en menor medida al sector hidrocarburífero.

Otro elemento que permite advertir esta situación es la evolución de la rentabilidad. Nuevamente, al comparar la utilidad en ambos períodos se aprecia que las firmas integradas verticalmente lograron incrementos en torno del 83,2% (al pasar de 898 a 1.645 millones de dólares), mientras que las que operan sólo en el *upstream* pudieron obtener beneficios superiores cercanos al 150% (en tanto que escalaron de 304 a 758 millones de dólares). Es decir, se visualiza, como se había observado en el período previo, que no solamente lograron que creciera la masa de utilidades, sino también la tasa. En consecuencia, la rentabilidad medida como ganancias sobre facturación alcanzó el 15,7% (“integradas verticalmente”) y 25,1% (las “no integradas”), con incrementos de 3 y 7 puntos porcentuales comparando con el interregno 1991-2001 (Cuadro N° 1).

Las evidencias presentadas permiten resaltar ciertos elementos. En primer lugar, teniendo en cuenta los datos previos, se manifiesta una elevada y creciente rentabilidad desde el inicio de la desregulación, pero fundamentalmente desde la década de 2000, cuando las firmas profundizaron su estrategia de disminución de la inversión de riesgo, implementa-

8 Al considerar el promedio se está incluyendo la fenomenal caída en dólares corrientes del PBI en 2002 producto de la crisis económica y la devaluación de la moneda. De esta manera, mientras que en 2002 el PBI medido en pesos constantes de 1993 descendió un 10,9%, en ese año el dólar se incrementó de 1 a 3 pesos. La combinación de ambas variables generó una contracción del producto del 61% medido en dólares corrientes. No obstante, desde 2003 se observa un fuerte incremento del producto en dólares corrientes (como también en pesos constantes) a razón de un 17,6% anual acumulativo, que llevó a que en 2007 alcanzara el mismo valor que en 2001 (antes de la crisis) y en 2010, fuera 255% superior al de 2002.

da desde mediados de los noventa, en un contexto de crecimiento de precios⁹. Así, este incremento de los precios durante la década pasada le permitió a las empresas obtener mayores ventas y margen de beneficios aun con una persistente reducción de la extracción de hidrocarburos.

En segundo, que la política de precios desregulados del crudo¹⁰ y la contención en lo relativo a la comercialización de los derivados, le impone márgenes de rentabilidad menores a las compañías que operan integradas verticalmente¹¹. De ahí que éstas alcanzaron ratios de rentabilidad menores a los que obtuvieron las firmas que operan sólo en el mercado primario. Asimismo, esto se advierte también al analizar cuántos puntos porcentuales crecieron entre los períodos analizados. De este modo, mientras que las “no integradas” entre 1991 y el promedio de 1991-2001 tuvieron una variación positiva de 5,8 puntos porcentuales y en el interregno siguiente de 7,2 puntos porcentuales, las integradas (debido a la contención de los precios de los derivados) expandieron sus ratios de utilidad, pero en menor medida y a una tasa menor en el segundo período: 6,2 y 2,9 puntos porcentuales respectivamente.

Apuntes teóricos y metodológicos en torno de la renta petrolera

Elementos metodológicos

En la medida en que poseen facultades monopólicas, dada la imposibilidad fáctica para reproducirlas y por las diversas cualidades que poseen, las actividades que se sustentan en la explotación de recursos naturales no renovables generan beneficios extraordinarios por parte de quien los explota. Este rendimiento por fuera de la rentabilidad promedio se presenta como una renta que se impone al conjunto de la sociedad por parte de quienes monopolizan dichos recursos. Como sostiene David Ricardo, esta renta es la “compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de las energías originarias e indestructibles”, que se abona “únicamente porque la tierra no es ilimitada en cantidad ni uniforme en calidad, y porque con el incremento de la población, la tierra de calidad inferior o menos ventajosamente situada tiene que ponerse en cultivo” (Ricardo, 2004: 52-3). Conforme lo señalado, para el autor señalado, la renta es diferencial dado que la tierra de peor calidad no genera este rendimiento extraordinario y porque y las tierras más productivas generan una renta superior.

9 Vale resaltar que mientras la cúpula argentina (las 200 mayores empresas en facturación) tuvo una rentabilidad sobre ventas en la década del noventa del 4%, en el decenio de 2000 giró en derredor del 9%, muy inferior a la obtenida por este sector.

10 Si bien los derechos de exportación permitieron contener parcialmente los precios, como se visualiza en el Gráfico N° 1, en promedio, durante la década pasada duplicaron los valores de la media de la convertibilidad, en un contexto de aumento de costos (40,9%) inferior al de los precios domésticos (99,4%) (Cuadro N° 2).

11 En otras investigaciones (Barrera, 2012 y Barrera, 2013), se pudo determinar que durante el período 2002-2010, el sector refinación y comercialización operó con utilidades sobre ventas que, en promedio, giraron en torno del 0,5% (Esso), -0,5% (Petrobras *downstream*) y -2,3% (Shell).

En este marco, en el esquema ricardiano la renta diferencial tiene como condición *sine qua non* la vigencia de propiedad privada; la escasez de tierras fértiles o, dicho de otra forma, la productividad diferencial que éstas poseen; y el crecimiento poblacional y la mayor demanda, en tanto que genera un ingreso en la producción de tierras con menor calidad (marginales) que poseen rendimientos decrecientes.

Al concepto de renta diferencial, Karl Marx le agrega las rentas absoluta y de monopolio, para lo cual, es fundamental la existencia de la propiedad privada de la tierra, concentración en la producción y apropiación privada del producto. Si bien los fines de este trabajo exceden la discusión en torno de las distintas rentas —ya que se busca analizar la renta total generada por el sector petrolero—, vale señalar ciertos aportes de Marx al respecto¹². En línea con lo que sostenía Ricardo, para el autor alemán, la renta no brota de la naturaleza, sino que existe a partir de la apropiación privada del recurso: “En todas partes donde las fuerzas naturales sean monopolizables y le aseguren al industrial que las emplea una plusganancia —trátase de una caída de agua, de una fructífera mina (...)—, la persona cuyo título sobre una parte del globo terráqueo la caracteriza como propietario de esos objetos naturales le intercepta [se apropia de] esa plusganancia, en la forma de renta, al capital actuante” (Marx, 2006: 983).

Pese a esto, diferenciándose de su predecesor, quien sostenía que la tierra marginal no poseía renta, para Marx incluso en la tierra de menor calidad el propietario obtiene su tributo, ya sea producto de la existencia de renta absoluta o de monopolio. En el caso de la renta absoluta, ésta se genera debido a la menor composición orgánica de capital respecto del promedio de la economía, lo que deviene en una mayor masa de plusvalía (situación que Marx señala que puede comprobarse en el sector agropecuario). La segunda de ellas (la de monopolio) se manifiesta en actividades con producciones concentradas o con cualidades especiales y excepcionales¹³ respecto de las demás, todo lo cual le permite al productor de esos bienes fijar un precio de monopolio:

Quando hablamos de precio monopolístico nos referimos en general a un precio únicamente determinado por la apetencia de compra y la capacidad de pago de los compradores, independientemente del precio determinado por el precio general de producción, así como por el valor de los productos. (...) Esta plusganancia, que en este caso emana de un precio monopolístico, se transforma en renta y cae de tal manera en poder del terrateniente [o propietario de la tierra], en razón de sus títulos sobre esta porción del planeta, dotada [la tierra] de atributos especiales. En consecuencia, en este caso el precio monopolístico crea la renta (Marx, 2006: 986).

12 Para profundizar en el análisis se recomienda consultar sobre, artículos teóricos, Ricardo (2004), Marx (2006) y, para casos aplicados, Caballero (1978), Mansilla (2006), Recalde (2012).

13 El autor señala como ejemplo las tierras con cualidades atípicas que permiten la emergencia de un viñedo que produce un vino de calidad excepcional, lo que faculta al productor a establecer un precio por sobre el valor del producto, permitiendo la emergencia de renta.

Así, recuperando los elementos mencionados por el autor alemán, en actividades económicas que poseen un elevado grado de concentración en su explotación y en las que el fruto generado es de vital importancia para el desarrollo de la economía en su conjunto, como por ejemplo la hidrocarbúrfera, existe una ganancia extraordinaria por sobre la renta diferencial apuntada por Ricardo. Estos elementos permiten vislumbrar que además de la renta generada por las distintas productividades de los pozos en explotación, incluso existe renta por el poder de mercado de un acotado, pero poderoso, número de actores que manejan los flujos de extracción y el precio al que se comercializa el bien.

Dado que el precio de mercado de un bien con estas características está determinado, entre otros factores, por el “precio de producción” de dicho bien (costos más una ganancia media del capital) en condiciones que permitan su explotación en la tierra marginal (de menor productividad), en las tierras más féculas, con igual cantidad de trabajo incorporado, se produce una mayor cantidad de bienes de uso. Así, como consecuencia de las distintas productividades, estos productos generan ingresos extraordinarios que exceden la ganancia media del capital invertido. Esta porción del *excedente* es lo que se denomina *renta*.

De esta manera, en términos teóricos, por renta petrolera se entiende la diferencia entre, por un lado, el precio del mercado internacional y, por el otro, los costos de extracción en una determinada zona más una ganancia media de la economía sobre el capital invertido (“precio de producción”). Conforme esto, la renta está asociada a la productividad de cada yacimiento y al precio internacional del bien transable. Realizando una escisión analítica entre lo “económico” y lo “político” en derredor de la conformación del precio internacional del petróleo, desde su aspecto económico se calcula en función de los costos de extracción del pozo marginal que se incorpora conforme la demanda petrolera del período. Es decir, a medida que la demanda se expande y la oferta de los pozos vigentes no puede responder con los incrementos necesarios, entran en producción yacimientos marginales que hasta entonces estaban inactivos por su elevado costo. A partir de allí, hipotéticamente ese pozo adicional es el que fija el nuevo precio del petróleo. En cuanto a las razones políticas, la cartelización o concentración de los extractores, la especulación en el sector, la invasión de algún país imperialista a naciones productoras de dicho combustible, entre otras alternativas, devienen en otras formas de conformación de dicho precio. En este sentido, es dable resaltar que las variables “políticas” y “económicas” por lo general no se encuentran en estado puro sino que interactúan en un continuo proceso dialéctico.

Aportes empíricos en torno de la renta petrolera en argentina

Tradicionalmente, el costo del barril se calcula como la sumatoria de los costos de descubrimiento (*finding cost*), desarrollo y extracción (*lifting cost*) de los hidrocarburos. Con la enajenación de la petrolera estatal y la pérdida de poder de la secretaría de Energía, también se privatizó la administración de las estadísticas del sector, incluidos los costos de explotación del barril de petróleo equivalente.

Para poder generar una aproximación en torno del cálculo de la renta petrolera en el país, se utilizó información de los balances contables ("Anexo H") de cuatro empresas que, dependiendo de los años, explican entre el 54% y 73% de la extracción de crudo nacional¹⁴. Dado que algunas de las compañías consideradas operan tanto en el sector *upstream* (exploración y extracción) como en el *downstream* (refinación, distribución y comercialización), se trató de eliminar este sesgo deduciendo algunos costos identificables asociados a la segunda etapa de la cadena de producción, como por ejemplo, la depreciación de los bienes de uso vinculados a los segmentos de refinación y comercialización. Si bien se logró "limpiar" los datos, existe cierta sobreestimación del costo del barril al imputarle gastos que son ajenos al mercado primario que no pudieron ser extraídos¹⁵. Esto redundaría en una leve subestimación de la renta petrolera.

Sin embargo, uno de los aspectos favorables que tiene el método utilizado es que no sobreestima los costos de exploración en tanto que se consideran únicamente los ejecutados y no un valor teórico dentro del componente del barril¹⁶. En un mercado como el argentino en el cual las empresas, para maximizar beneficios redujeron las inversiones de riesgo, este procedimiento se presenta como más ajustado a la situación. Considerando la información de las compañías que ingresaron en la muestra, el componente destinado a la exploración representó, dependiendo del año y la firma, entre el 0,2% y 16,4% del total de las inversiones realizadas para extraer un barril equivalente de petróleo (BEP), con un promedio ponderado de 4,7%.

Como se apuntó, la renta petrolera deviene de la diferencia entre el precio internacional del crudo (utilizando como valor de referencia el West Texas Intermediate, WTI) y el "precio de producción", conformado por el costo de extraer un barril equivalente de petróleo más una ganancia promedio del capital, que para la presente estimación se consideró la rentabilidad media de la cúpula empresaria de la economía argentina¹⁷. Así, mientras que para el decenio de 1990 esta rentabilidad media osciló en torno del 4% sobre ventas, en la década de 2000 giró en torno del 9%.

14 Las compañías utilizadas para calcular el costo del barril fueron: YPF S.A. (y su continuación bajo la propiedad de Repsol S.A.), Tecpetrol, Pan American Energy y Pérez Companc, adquirida luego por Petrobras.

15 Se alude, principalmente, a las erogaciones en remuneraciones al personal y consumo de energía en tanto que no se pudo discriminar los correspondientes al sector primario y al secundario. No obstante, la incidencia es muy menor.

16 Aquí no se considera el costo de reposición de reservas de largo plazo ("*reserve replacement cost*"), ya que supone cuál debería ser el costo en virtud de mantener un determinado nivel de reservas. Dado que ésta no fue la estrategia desarrollada por las empresas, debido a la reducción de las erogaciones en exploración, se trabajó con las inversiones efectivamente ejecutadas.

17 El universo de la cúpula empresaria está conformado por las 200 compañías de mayor facturación anual de la economía que se desempeñan en los distintos sectores de la actividad. En los últimos años, con el marcado incremento de los precios del crudo las firmas hidrocarburíferas aumentaron su presencia dentro de la cúpula. Al respecto, se puede consultar Schorr, Manzanelli y Basualdo (2012).

Al analizar la evolución de los costos de extracción del barril y de la renta estimada, son varios los aspectos que se pueden señalar. En primer lugar, un elemento de insoslayable importancia, principalmente en virtud de las presiones ejercidas por el sector privado para incrementar los precios del barril en el mercado interno, es la separación existente no sólo entre el costo de producción local y el internacional sino también respecto del precio doméstico (Gráfico N° 1). En efecto, durante la convertibilidad el precio de producción unitario en Argentina, en promedio, osciló en derredor de los 6,6 dólares por barril, mientras que el precio internacional giró en torno de los 20,7 dólares. Si bien durante la posconvertibilidad el costo del barril se incrementó, este crecimiento fue inferior al de los valores internacionales y locales. En efecto, mientras que los primeros aumentaron un 44,6%, los segundos lo hicieron en torno del 186,4% (Cuadro N° 2). Por su parte, los precios internos, tal como se analizó en el Gráfico N° 1, sufrieron un alza del 99,4%, muy por encima del incremento de los costos. De esta manera, el mayor aumento del precio interno respecto del costo de extracción significó un proceso de apropiación de una mayor cuota de la renta petrolera por parte de los actores que operan en el mercado primario.

Luego de la devaluación de la moneda local en 2002, se observa una caída del 29,1% en dólares de los costos del barril (Cuadro N° 2). De ahí en adelante, comenzó un paulatino pero persistente incremento hasta 2010 que llevó el costo del barril en torno de los 15,8 dólares. Hacia 2005, en el marco de las diversas presiones del sector para conseguir mayores incentivos, el costo de producción era similar al de 1993, con la salvedad de que el precio interno era de 34,6 dólares, casi un 126% más que a principios de la serie (15,3 dólares). En promedio, los costos durante la posconvertibilidad oscilaron en torno de los 9,5 dólares el barril, con precios internacionales cercanos a los 60 dólares e internos que eran levemente inferiores a los 40 dólares. En definitiva, lo que se observa es que mientras en la convertibilidad la distancia entre el “costo de producción” y el precio interno del barril era de 2,8 veces, esta brecha se amplió a 3,8 veces en la posconvertibilidad, lo que permite cuestionar la existencia de falta de condiciones para realizar las inversiones de riesgo que demanda el sector. Por su parte, si se lo compara con el “precio de producción” local, la brecha se amplió de 2,6 a 3,5 veces. Estos valores expresan los mayores beneficios obtenidos durante los últimos años respecto de la década de 1990.

Del análisis de los estados contables de las compañías que ingresaron en la muestra se observa que el principal factor que explica el incremento de los costos internos del barril entre 2003 y 2010, es el marcado aumento del componente “servicios contratados”. Si se considera la participación que tenía en 2003 este factor dentro del costo del barril y se lo compara con 2010, se aprecia que la incidencia subió del 10% al 27%, lo que determina un alza de casi tres veces, dentro de la estructura de costos. En esta línea se expresa también Camacho, gerente de operaciones de Schlumberger, una compañía contratista de servicios hidrocarbúricos: “Desde hace algunos años se incrementó el costo de los equipos de perforación, así como también las operaciones diarias. Esto se debe principalmente a dos componentes: una alta demanda de equipos y a los tipos de pozo que se perforan” (Camacho, 2007: 34).

**Cuadro N° 2. Estimación de la renta petrolera en la Argentina, 1992-2010
(cantidad, porcentajes y dólares)**

		Extracción de petróleo, en millones de barriles	Costo local del barril, en U\$S	Precio de producción por barril, en U\$S	Precio del barril internacional (WTI), en U\$S	Renta petrolera, en millones de U\$S	Diferencia entre el precio interno y el costo de producción (en U\$S por barril)
Convertibilidad	1992	203	8,4	8,6	20,6	2.421	8,7
	1993	217	6,7	7,1	18,4	2.469	8,6
	1994	244	7,7	8,2	17,2	2.185	6,6
	1995	263	6,6	7,0	18,4	2.996	9,2
	1996	287	6,6	6,9	22,1	4.359	13,2
	1997	305	6,2	6,5	20,6	4.292	12,4
	1998	309	5,8	6,0	14,4	2.601	6,4
	1999	293	5,7	5,8	19,3	3.956	11,4
	2000	283	5,7	5,8	30,4	6.941	22,5
	2001	286	6,6	6,6	26,0	5.544	16,8
Posconvertibilidad	2002	277	4,6	4,7	26,2	5.970	15,5
	2003	271	5,3	5,9	31,1	6.834	18,3
	2004	256	5,8	6,3	41,5	9.001	22,7
	2005	243	7,1	7,8	56,6	11.856	27,6
	2006	241	9,7	10,8	66,1	13.290	30,3
	2007	235	11,1	12,2	72,3	14.108	29,5
	2008	230	12,8	13,8	99,7	19.795	31,3
	2009	227	13,4	14,4	62,0	10.802	30,4
	2010	222	15,8	17,1	79,5	13.829	34,3
		Media convertibilidad	269	6,6	6,9	20,7	3.776
	Media posconvertibilidad	245	9,5	10,3	59,4	11.721	26,6
	Variación entre regímenes económicos (%)	-9,0	44,6	50,7	186,4	210,4	130,1

Fuente: Elaboración propia en base a balances de las empresas, Secretaría de Energía, Energy International Administration and Área de Economía y Tecnología de la FLACSO.

Otro de los factores que explican la suba de los costos de producción del barril es la caída de la productividad de los yacimientos. Al operar sobre pozos maduros se necesitan mayores inversiones. En este sentido, a igual cantidad de erogaciones se extraen menos recursos con lo que el costo unitario es mayor.

Restringiendo el análisis a la renta petrolera, es relevante recordar que su cálculo se consigue restándole al precio internacional del barril el "precio de producción" (los costos de extracción más la ganancia media del capital en la economía argentina), lo que permite obtener la renta unitaria (por barril). Ese resultado se multiplica por la cantidad de barriles extraídos en el año y se consigue la magnitud de la renta.

Para analizar cómo fue su evolución, en base a la información del Cuadro N° 2 se pueden señalar dos períodos: 1992-1999 y 2000-2010, cuyo corte está definido por la combinación del precio internacional y los volúmenes explotados del recurso. De esta manera, en el primer interregno la renta osciló entre los 2.200 y 4.400 millones de dólares, determinada fundamentalmente por el incremento de la extracción del crudo, en tanto que el precio se mantuvo relativamente constante en torno de los 20 dólares. En este sentido, con valores internacionales similares, entre 1992 y 1999 la renta ascendió un 63,4% al pasar de 2.421 millones de dólares a 3.956 millones de dólares, producto del incremento en las cantidades extraídas.

Luego de ese año, la renta tuvo un crecimiento vigoroso pero impulsado por el fuerte incremento de los precios internacionales, dado que los *flujos* de extracción comenzaron un persistente descenso. Con una caída del 24,2% de la explotación y un aumento del 311,0% en el precio internacional del crudo, frente a un menor crecimiento del "costo de producción" (179,3%), la renta ascendió un 249,6%, al pasar de 3.956 millones de dólares en 1999 a 13.829 millones de dólares en 2010.

Ahora bien, si se toma como parámetro de referencia los distintos regímenes económicos, se aprecia que, en promedio, la renta entre 1992 y 2001 osciló en torno de los 3.776 millones de dólares por año, mientras que en la posconvertibilidad (2002-2010) tuvo un marcado crecimiento por el efecto precios, en tanto que superó los 11.700 millones de dólares anuales (210,4%). El notable aumento que se advierte desde 2005 (consecuencia del auge del precio internacional), con un salto considerable en 2008 (llegando a 19.795 millones de dólares), es la alteración que permite justificar el incremento de las alícuotas de los derechos de exportación que se sucedieron en la última década, en tanto que permitieron, por una parte, desacoplar parcialmente los precios domésticos de los globales y, por la otra, captar una parte significativa de la renta del sector. Durante la posconvertibilidad la magnitud de la renta alcanzó los 105.486 millones de dólares. Como se analizará, en términos de equidad distributiva, los derechos de exportación se presentaron como un elemento que apuntó a "corregir" la fuerte participación que tenían los extractores en la captación de la renta.

La distribución de la renta petrolera en la Argentina reciente

Hasta el momento se logró una aproximación respecto de la magnitud y la trayectoria de la renta petrolera en Argentina entre la convertibilidad y la posconvertibilidad. En lo sucesivo se analizará cómo fue su distribución entre los principales actores que participan del sector: el Estado nacional, las provincias, los consumidores, y el capital privado (extractoras y refinadoras). En rigor, en este estudio se considerará como un actor unificado a los estados nacionales y provinciales, dado que interesa saber cuál es la participación del sector público en general frente al privado. A su vez, dado que se está analizando el mercado primario y no el ampliado (que requeriría de un estudio más específico y del cual no existen estadísticas públicas), se agrupó a las refinadoras y a los consumidores como participantes de una misma cuota de la renta. Finalmente, queda el sector privado que se encarga de la explotación del recurso. En definitiva, se considerarán tres grandes actores: el sector público (nacional y provincial), los consumidores/refinadoras y el capital privado que opera en el segmento primario.

El primer actor (sector público), luego de la privatización total de YPF S.A. en 1999, perdió la posibilidad de capturar renta por medio de la ex petrolera estatal. De este modo, se consideraron tres fuentes de ingresos de los estados nacional y provincial en función de poder captar la renta aprehendida (Campodónico, 2008). En primer lugar, el impuesto a las ganancias que anualmente tributan y es publicado en los anuarios de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP)¹⁸; en segundo, el cobro de derechos de exportación al petróleo introducidos en 2002 cuya alícuota fue variando en función de la evolución del valor internacional, como mecanismo de captación de renta y contención (parcial) de los precios internos¹⁹. Finalmente, las regalías petroleras (excluyendo las gasíferas) que abonan las firmas a las provincias como mecanismo de compensación por el agotamiento de un recurso que no es renovable, publicadas por la Secretaría de Energía.

- 18 Utilizando estos datos se corre el riesgo de sobreestimar los ingresos del Estado nacional (y subestimar la renta apropiada por el privado) en concepto de pago del impuesto a las ganancias. Esto ocurre dado que parte de lo que tributan responde al pago del impuesto que realiza el capital producto de la ganancia media o normal de la economía. Es decir, del total que contribuyen, una porción responde a las ganancias normales de cualquier compañía y otra cuantía es producto de las ganancias extraordinarias que les confiere el desarrollo de las actividades en un sector que genera renta. Asimismo, esta sobreestimación se produce ya que parte de las ganancias devienen de las ventas de gas natural, hidrocarburo que no se está considerando en este trabajo para la estimación de la renta.
- 19 Con la Ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 sancionada en 2002, se habilitó el cobro de derechos de exportación a los hidrocarburos por el plazo de 5 años (prorrogados hasta la actualidad). Con el Decreto N° 310/02 se fijó, en cuanto al petróleo, un arancel a la exportación del 20%. A los dos años, por medio de la Resolución N° 337/04 se estableció un nuevo valor del 25% en la alícuota, el cual fue modificado por la Resolución N° 532/04 que marcó diferentes valores conforme el precio del barril fuera subiendo. Finalmente, en 2007 a través de la Resolución N° 394, se estableció una alícuota móvil en función de un valor de referencia (que en petróleo es de 60,9 dólares el barril), un valor de corte (42 dólares el barril) y el precio internacional del crudo.

Respecto de la captación de renta por parte de los consumidores y las refinadoras, vale destacar que se intensificó en 2002 con el desacople de los precios locales respecto de los internacionales, como consecuencia de la implementación de los derechos de exportación. En este sentido, esta renta deviene de la cantidad de barriles de petróleo consumidos internamente multiplicado por la diferencia entre el precio externo y el doméstico (Campodónico, 2008). Esto se traduce en la compra del crudo por parte de las refinadoras a valores inferiores a los mundiales, lo que, consecuentemente, debería expresarse en precios de los derivados menores a los globales. Sin embargo, siguiendo a Mansilla (2006) se puede sostener que esta brecha entre ambos precios puede ser compartida entre los consumidores y las destiladoras, o apropiada en su totalidad por alguno de ambos actores. En efecto, si el precio de venta de los derivados es equivalente al internacional, es dable sostener que las refinadoras están absorbiendo la totalidad de esta renta. Por el contrario, si los consumidores pagan por los combustibles que utilizan valores asociados a los costos domésticos, éstos se apropiarían de la renta. Dado que aclarar esta situación supone realizar un estudio con estadísticas que no son públicas, se los considera como un único actor, con la salvedad (no menor) mencionada. No obstante, es posible hacer cierta aproximación a través de estadísticas secundarias. Si se toma la evolución de precios del crudo doméstico y de los principales derivados del petróleo (naftas común, especial y Premium, gasoil y aeronaftas), se advierte que, medidos en moneda local, mientras entre 2001 y 2010 el precio del petróleo creció el 740%, el valor de los derivados se incrementó el 473%, lo que permite presumir que los principales beneficiarios fueron los consumidores.

Finalmente, el último actor a considerar es el capital privado que opera en el mercado primario. La estimación de lo percibido por este sector se alcanzó a través de restarle a la renta petrolera argentina, la parte capturada por el Estado y la relativa a los consumidores y refinadores. El residuo de dicha sustracción conforma la parte apropiada por el sector privado (Campodónico, 2008).

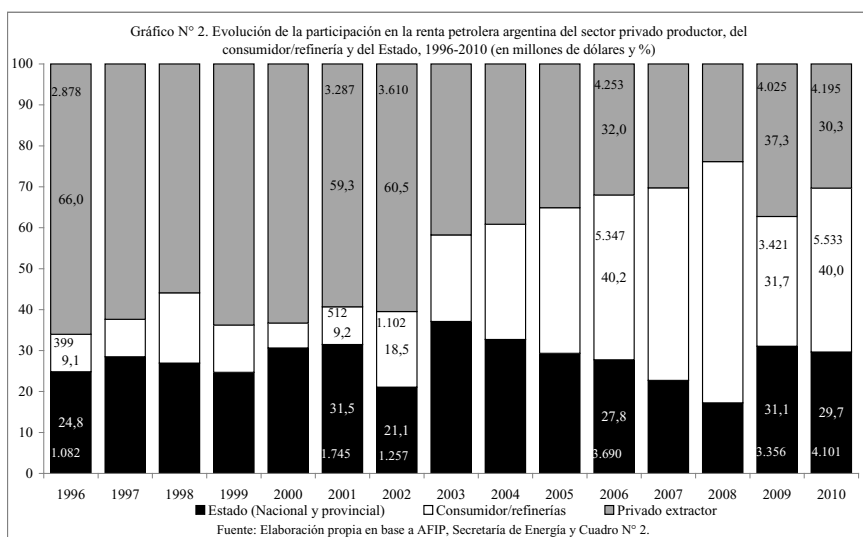
En base a la información detallada en el Gráfico N° 2, *prima facie*, se pueden señalar dos elementos. En primer lugar, que entre 1996 y 2002, la participación del sector privado extractor se mantuvo relativamente estable en torno del 60% y la del Estado, en derredor del 25%. En segundo lugar, que desde 2002 se aprecia un aumento de la participación del actor “consumidor/refinerías” como resultado de la implementación de los derechos de exportación que escindieron los precios domésticos de los internacionales. Asimismo, esto redundó en una destacada caída relativa de la captación de renta por parte del sector privado extractor y, con marcadas oscilaciones —a diferencia del período anterior—, en una participación del Estado en torno del 25%.

Así, es posible sostener que entre 2001, año previo a la implementación de los derechos de exportación, y 2010 la distribución de la renta devino más equitativa. En efecto, mientras que en el primero de los años, el Estado capturó el 31,5% (1.745 millones de dólares), los consumidores y las refinadoras el 9,2% (512 millones de dólares) y el sector privado extractivista el 59,3% restante (3.287 millones de dólares), esta composición se vio alterada en 2010, con

una renta que creció un 149,4% (al pasar de 5.544 a 13.829 millones de dólares). Hacia este último año la participación fue 29,7%; 40,0% y 30,3%, respectivamente.

Si bien el sector público mantuvo casi la misma participación (sobre una “torta” mucho más grande), aumentaron en un 135,1% sus ingresos entre los años señalados al capturar 4.101 millones de dólares en 2010. Los elementos que generaron el mayor aporte fueron, en primer lugar, el cobro de derechos de exportación (en un 51,6%) que comenzaron a percibirse desde 2002, en segundo la tributación del impuesto a las ganancias (25,7%) y finalmente el pago de regalías a las provincias (22,7%).

Indudablemente, siempre con las salvedades apuntadas, los consumidores y las refinadoras fueron los actores que pudieron captar una porción mayor de una renta que se duplicó entre 2001 y 2010. La implementación de los derechos de exportación, sumado a ciertos acuerdos de precios permitió la escisión entre los precios domésticos y los internacionales, elemento que propició una nueva distribución de la renta. De esta manera, pasaron de 512 millones de dólares a 5.533 millones de dólares, con un aumento del 980,0%.



Finalmente, los actores que perdieron participación en la distribución de la renta —aunque incrementaron sus ingresos— fueron las empresas destinadas a la explotación del recurso en el mercado primario. En base a la información del Gráfico N° 2, entre 2001 y 2010 tuvieron un descenso relativo de 29,0 puntos porcentuales²⁰. Esto se aprecia al observar que fue el

20 En rigor, habría que descomponer la captación de renta entre los consumidores y las refinadoras para ver en qué proporción cada una se apropia de la renta, dado que cierta pérdida relativa que padecen las empresas extractoras pueden recuperarla a través de la participación que poseen Petrobras y Repsol-YPF S.A. en la refinación y comercialización de

actor con menor incremento dentro de la nueva “torta”, con una variación del 27,6% (908 millones de dólares).

El análisis de la distribución de la renta petrolera permite observar la importancia que poseen los derechos de exportación que se le aplican, en este caso, al petróleo, principalmente por dos razones. En primer lugar, permitió la percepción por parte del fisco nacional de mayores ingresos que, además de posibilitar una recuperación de parte de la renta petrolera, pueden ser destinados a otras actividades de la economía a través de mecanismos cruzados para compensar distintas productividades. En segundo, posibilitó separar (en parte) los precios domésticos de los externos elemento que redundó en que, por un lado, no se transfirieran directamente a los precios finales de los derivados las oscilaciones internacionales, lo que hubiera impactado negativamente en la competitividad y en la distribución del ingreso de la economía doméstica (dado que se hubiera transferido a mayores costos de la energía consumida por los distintos estratos de la población). Por el otro, permitió una distribución más equitativa de la renta entre los tres actores, situación que impidió que su duplicación producto de los mejores precios internacionales fuera acaparada por un acotado grupo de empresas que concentran el 90% de la extracción del recurso.

Reflexiones finales

La política neoliberal implementada en la Argentina a principios de la década de 1990, significó un verdadero cambio en la dinámica de funcionamiento social, en tanto que alteró la frontera entre el Estado y la “sociedad civil”. En rigor, esta retracción por parte del Estado no se tradujo —como se pregonaba desde el discurso oficial— en un beneficio para la “sociedad civil” comprendida como un todo homogéneo, sino en un formidable incremento de los rendimientos en la acumulación de capital de las fracciones más concentradas —tanto nacionales como extranjeras—, en detrimento de los sectores subalternos. Como se analizó, esta dinámica se expresó con amplia notoriedad en el sector hidrocarbúfero argentino.

A diferencia de las premisas del gobierno, la “desregulación” sectorial, en primer lugar, no desconcentró el mercado, en tanto que alrededor del 90% de la producción siguió concentrada en los primeros ocho actores. En segundo lugar, y vinculado con lo señalado, el proceso de eliminación de la intervención estatal no redundó en un mercado competitivo que garantizara la explotación racional de los recursos, visto desde una perspectiva intergeneracional.

En este marco, el contexto normativo desregulatorio que liberó los precios internos, posibilitando que en la convertibilidad alcanzaran los de paridad de exportación, habilitó la captación de beneficios extraordinarios por parte de los operadores quienes pudieron am-

derivados. Si bien excede los límites del estudio y no se cuenta con información específica, dado que la evolución del precio del crudo fue superior al incremento del valor de las naftas y el gasoil comercializado por las refinerías, es dable suponer que hubo mayor apropiación por parte de los consumidores.

pliar notablemente los retornos de la inversión. De allí que hayan podido expandir en mayor medida las utilidades que las ventas, si se compara el promedio del período 1991-2001 con el primero de esos años. Sin embargo, aun con la captación plena del precio, el sector privado únicamente amplió las inversiones de riesgo en exploración entre los años 1994 y 1996, luego de lo cual inició un proceso de persistente descenso hasta alcanzar los mínimos históricos (Barrera, 2012a).

En base a lo analizado, la profundización desde 2002 de la subexploración por parte de los operadores privados, que consolidó el proceso de declive de reservas y producción de hidrocarburos, no fue consecuencia de una caída de los márgenes de ganancia de las compañías que desarrollan su actividad en el mercado. De hecho, luego de la crisis económica doméstica, con la fuerte devaluación de la moneda (y la consecuente licuación inicial de parte de sus costos en dólares) las empresas operaron en un entorno en el que los precios percibidos crecieron por encima de las variaciones ascendentes de los costos. En este marco, las firmas nuevamente pudieron expandir sus utilidades por sobre las ventas, ampliando la rentabilidad del negocio.

En este sentido, es dable cuestionar que la ausencia de inversiones se correspondiera con el “cambio de reglas” en 2002. Por una parte, porque ya desde mediados de la década de 1990 redujeron las erogaciones en exploración y, por la otra, ya que aun con los derechos de exportación que permitieron desacoplar parcialmente los precios internos de los externos, la rentabilidad obtenida en la posconvertibilidad fue muy superior a la vigente en la convertibilidad, en tanto que el precio percibido, en promedio, se duplicó. Así, el denominado “desincentivo” podría ser únicamente producto de comparar la (elevada) rentabilidad local con la teórica que podrían haber obtenido sin derechos de exportación, pero en nada se condice con ausencia de beneficios para materializar las inversiones necesarias. Es más, en realidad, este mecanismo del “desincentivo” fue utilizado, junto con la restricción de la producción (Kozulj, 2005), para presionar al poder político para obtener mayores beneficios. De allí que sea pasible sostener que la falta de inversiones no se corresponde con peores condiciones de mercado sino que son producto de las reformas neoliberales que, por un lado, le otorgaron un predominio irrestricto al oligopolio petrolero y, por el otro, habilitaron que a mediados del decenio se iniciara un proceso de extranjerización del sector. El capital transnacional, al concebir el proceso de acumulación desde una lógica global, busca incrementar los beneficios en el mercado doméstico sin la necesidad de reinvertir utilidades en la búsqueda de nuevos yacimientos *in situ*.

Respecto de la renta petrolera, vale señalar que durante gran parte de la década de 1990, el sector privado extractor concentró alrededor del 60% de la renta generada, con máximos que alcanzaron el 66%, producto de las reformas que liberalizaron el mercado. Luego de 2002 se pudo observar, en el marco de una creciente expansión de la generación de beneficios extraordinarios, una distribución más equitativa entre los tres actores considerados lo que impidió que el sector extractor fuera el único que se beneficiara con el fuerte incremento de los precios internacionales del crudo. Sin embargo, si bien tuvo una retracción relativa en

la captación de renta, producto de que los costos evolucionaron por debajo de los precios percibidos el sector extractor pudo ampliar, en términos absolutos, la percepción de renta. Su redistribución más equitativa, en lo sustancial, fue producto de la implementación de los derechos de exportación que permitieron desacoplar parcialmente los precios nacionales de los externos y evitar que la economía perdiera competitividad, como también posibilitó que el Estado obtuviera mayores ingresos, logrando un mayor equilibrio en los recursos. Pero fundamentalmente, la vigencia de los derechos de exportación, posibilitó que la sociedad captara —y pudiera distribuir a otros sectores— parte considerable de los excedentes extraordinarios generados por el alza de los precios internacionales (muy por encima de los incrementos de costos locales), que en nada se corresponden con la imposibilidad por parte de los operadores de invertir en el sector.

Referencias bibliográficas

- Aráoz, J. (1991). *Hidrocarburos para la revolución productiva. Peronismo, apertura y desregulación*. Buenos Aires: Ediciones Energeia.
- Arceo, E. (2011). *El largo camino de la crisis. Centro, periferia y transformaciones de la economía mundial*. Buenos Aires: Cara o Ceca.
- Barrera, M. (2012 a). Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF, *Revista Cuadernos del Cendes*, 80: 101-129.
- Barrera, M. (2012b). El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem, *Revista Realidad Económica*, 267: 44-67.
- Barrera, M. (2013). La 'desregulación' del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina, En *Las producciones primarias en la Argentina reciente: Los casos de la minería, el petróleo y el agro pampeano*, ed. Basualdo, F.; Barrera, M. y Basualdo, E., 97-198. Buenos Aires: Editorial Cara o Ceca.
- Caballero, A. (1979). La teoría de la renta absoluta, ¿renta de transformación o de monopolio? *Agricultura y Sociedad*, 12: 118-143.
- Camacho, I. (2007). Reduciendo tiempo perdido durante la perforación, *Revista Petrotecnia*, 48: 30-34.
- Campodónico, H. (2008). Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina" *CEPAL, Documento de proyecto*. 188: 1-108.
- Fanelli, J. (2012). Recursos naturales: ¿Bendición o maldición? Sobre la experiencia Argentina en los 2000 *Boletín Informativo de Techint*. 336: 49-62.
- García, R. (2003). La importancia de las reglas previsibles, *Revista Petrotecnia*. 44: 24-25.
- 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 de combustibles CEPAL, *Serie Recursos Naturales e Infraestructura*, 46: 1-84.

- Kozulj, R. (2005). Crisis de la industria del gas natural en Argentina *CEPAL, Serie Recursos naturales e infraestructura*, 88: 1-81.
- López Anadón, E. (2002). Producción y demanda energética regional: el caso del gas natural, *Revista Petrotecnia*, 43: 22-28.
- Mansilla, D. (2006). La renta petrolera en la Argentina (1996-2005) *Realidad Económica*, 223: 11-23.
- Mansilla, D. (2007). *Hidrocarburos y política energética. De la importancia estratégica al valor económico: Desregulación y Privatización de los hidrocarburos en Argentina*. Buenos Aires: Ediciones del CCC.
- Marx, C. (2006). *El Capital*. Tomo III. Volumen 8. México: Siglo XXI Editores.
- Recalde, M. (2012). "Los recursos energéticos en Argentina: análisis de la renta" *Problemas del Desarrollo*, 43 (170): 9-37.
- Ricardo, David. 2004. *Principios de economía política y tributación*. Buenos Aires: Fondo de Cultura Económica.
- Schorr, M., Manzanelli, P. & Basualdo, E. (2012). Régimen económico y cúpula empresarial en la posconvertibilidad *Realidad Económica*. 265: 7-37.
- Vaca Coca, G.. (2002). Las empresas frente a la crisis, *Revista Petrotecnia*, 43: 54-69.
- Vicente, O. (2002). El gas, la electricidad y las empresas, *Revista Petrotecnia*, 43: 8-20.