

BENEFICIOS EXTRAORDINARIOS Y RENTA PETROLERA EN EL MERCADO HIDROCARBURÍFERO ARGENTINO*

MARIANO BARRERA**

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, en Argentina, dado que se eliminaron las diversas instituciones que regulaban la actividad y se privatizó totalmente la principal empresa del país, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), las reformas en el mercado hidrocarburífero tuvieron mayor profundidad que en México, Brasil y Venezuela. En México, a pesar de las fuertes transformaciones económicas, Pemex conservó, con excepciones en gas natural, el monopolio de la actividad. En Brasil, si bien el Estado vendió parte del capital social de Petrobras, se reservó el control político de la compañía. Y en Venezuela, pese a las reformas neoliberales, el Estado mantuvo fuerte posición dominante en el sector hidrocarburífero.

De este modo, durante el primer año del gobierno de Carlos Menem (1989-1999) se sancionaron cuatro decretos que fueron fundamentales para eliminar el carácter regulador que poseía el Estado. Así, el Nº 1055/89 inició el proceso de concesión de áreas centrales y de interés secundario, otorgando la libre disponibilidad de los recursos extraídos a partir de la eliminación de la mesa de crudos (desde la cual se fijaban precios y se asignaban las cuotas de petróleo que cada refinería procesaría) y la libertad de precios, los cuales pasarían a estar conformados "por los mecanismos de asignación del mercado y el libre juego de la oferta y la demanda", "orientándose

* Se agradecen los valiosos comentarios realizados por Martín Schorr y de los evaluadores anónimos a quienes, naturalmente, se los exime en lo relativo a posibles errores u omisiones existentes. El artículo es producto del trabajo realizado en el Área de Economía y Tecnología de FLACSO en el marco del Proyecto PICT 2008-0406 "La industria Argentina en la posconvertibilidad: continuidades y rupturas en la dinámica y estructura del sector", bajo el patrocinio de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica.

** Becario doctoral del Conicet e investigador del área de Economía y Tecnología de la FLACSO.

hacia los de indiferencia de exportación”¹. Según manifestaban las autoridades, el objetivo declarado era aumentar la competencia del mercado para lograr una asignación más eficiente de los recursos, en la medida en que el precio estaría determinado por el costo marginal de extracción y el costo marginal de su uso, como resultado de la decisión descentralizada de productores maximizadores de beneficios en el marco del libre juego entre la oferta y la demanda (Montamat, 1995).

Por su parte, el decreto N° 1212/89 establecía la libertad para importar y exportar sin autorización del gobierno. Asimismo, un punto sustancial, fundamentalmente para comprender la posterior concentración privada de las áreas, es el que emerge de analizar el artículo 18 de la norma, que licua los límites precisos que fijaba la ley N° 17319 a la titularidad de permisos de exploración o concesiones de explotación, según la cual una persona física o jurídica no podía ser simultáneamente titular de más de cinco permisos o concesiones, ya sea directa o indirectamente. Esto posibilitó el posterior proceso 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, 2012 y 2013).

Pese a que estos decretos se presentan como contradictorios, en la medida en que iniciaban un proceso de fragmentación de YPF (a través de la concesión de sus activos, para “aumentar la competencia”) e impulsaban una concentración de la producción dentro del sector privado, en rigor, se trata de una contradicción aparente que se origina en las características del proceso en marcha. Esto, por cuanto, en primer lugar, ninguna firma ni una determinada fracción del capital dominante podía quedarse por sí sola con la empresa de mayores dimensiones de la economía argentina y por eso debía ser fragmentada. En segundo, dicho desmembramiento de la petrolera estatal no debía dar lugar a una participación de cualquier empresa sino de las que pertenecían a las fracciones del capital dominante que eran relativamente pocas, pero sumamente poderosas. De allí que una vez transferidas las actividades de YPF al sector privado, éstas debían concentrarse en pocas manos.

Por su parte, el decreto N° 1589/89 consolidó las disposiciones anteriores y amplió los mecanismos desregulatorios al garantizar la eliminación de aranceles y derechos de exportación –entre otros gravámenes– y la libre disponibilidad del 70% de las divisas que obtuvieran de la venta tanto en el mercado doméstico como en el internacional del petróleo y/o sus derivados. Finalmente, al año siguiente se sancionó el decreto N° 2778/90 que posibilitó el ingreso en la etapa final del proceso de fragmentación, dado que establecía el “Plan de Transformación Global” de YPF, al delimitar fechas para vender o concesionar los principales activos de la empresa.

Según el gobierno, estas medidas tenían como objetivo eliminar las trabas generadas por un Estado ineficiente² que intervenía a través de instituciones que anulaban

¹ Vale aclarar que la concesión de un área no le otorga derechos de propiedad al capital privado, sino simplemente le permite explotar los pozos por un plazo determinado de años siempre que cumpla con las condiciones asumidas en el momento de ganar la licitación. La propiedad de los yacimientos pertenece a las provincias o a la nación, dependiendo de dónde se encuentren los recursos. La libre disponibilidad vigente hasta 2012, le confiere al empresariado la facultad de “disponer” del recurso extraído en virtud de sus necesidades. Con este acto, se eliminó la obligación que hasta 1989 tenían los contratistas de entregar a YPF el crudo o el gas natural que producían.

² 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

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. Asimismo, las autoridades sostenían que la desregulación sectorial, en el marco de la apertura económica, propiciaría un aumento de las inversiones de riesgo que redundarían en un incremento del nivel de reservas y una explotación próspera de los hidrocarburos para las futuras generaciones.

Esta estrategia de liberalización del mercado y fragmentación de YPF se desplegó a la par que se articulaba el proceso de privatización del capital social de la empresa. Así, en 1993, luego de que el año previo se sancionara la ley de privatización de la compañía (Nº 24145), se transfirió al capital privado el 80% del paquete de la firma, a un precio de 19 dólares la acción, lo que significó una valuación de la firma en 6.707 millones de dólares³. Hacia 1999, el gobierno dispuso, en el marco de un persistente déficit fiscal y una nueva crisis económica, 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 pregonadas. En primer lugar, el mercado no logró desconcentrarse ya que las primeras ocho empresas siguieron extrayendo alrededor del 90% de los recursos. Lo que se observa, en cambio, es que la producción de YPF se distribuyó entre los principales operadores (beneficiados con el proceso de fragmentación). En segundo, antes de transcurrida la primera década, el sector comenzó a mostrar indicadores deficientes tanto en materia de inversión en exploración como en flujos de extracción y *stocks* de reservas (Mansilla, 2007; Kozulj, 2002; Barrera, 2012a y 2013). Si bien inicialmente hubo incrementos de los recursos certificados y en los volúmenes de explotación, desde finales de los noventa presentan una deficiente *performance*, asociado a la caída de la producción de petróleo desde 1998 y la de gas natural a partir de 2004. Así, hasta 2011 el declive fue a una tasa anual acumulativa del 3,0% y 2,0%, respectivamente. Este descenso, en rigor, se corresponde con la caída de la productividad de los yacimientos producto de exigua inversión en exploración⁴.

Son varios los sectores que sostienen que las caídas de las reservas 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

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).

³ Este precio era un 16,2% inferior al que el presidente decía que, como mínimo, valía la compañía.

⁴ 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 2011 en conjunto el sector ejecutó un promedio anual de 48 pozos, mientras que la ex petrolera estatal apenas realizó once perforaciones por año, con un mínimo de seis en 2009 (Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Barrera, 2013a).

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 que permitan revertir esta tendencia (Vaca Coca, 2002; Vicente, 2002; López Anadón, 2002; García, 2003; Fanelli, 2011). En trabajos previos (Kozulj, 2002; Mansilla, 2007; Barrera, 2012a y 2013; Serrani, 2012), se presentan evidencias empíricas de indicadores sectoriales (evolución de los pozos de exploración, inversiones en exploración como relación con las ventas, éxito exploratorio, entre otros) que permiten validar la hipótesis de que los problemas que aquejan al mercado hidrocarburífero doméstico no provienen de un “cambio de reglas de juego”, sino que son producto de las políticas implementadas a inicios de la década de 1990 que le confirieron un predominio irrestricto al mercado por sobre el Estado. Estas medidas propiciaron, desde mediados del decenio de 1990, un proceso de subexploración de la superficie sedimentada y sobreexplotación de los yacimientos –con la finalidad de exportar el producto primario–, 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. 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 1989⁵.

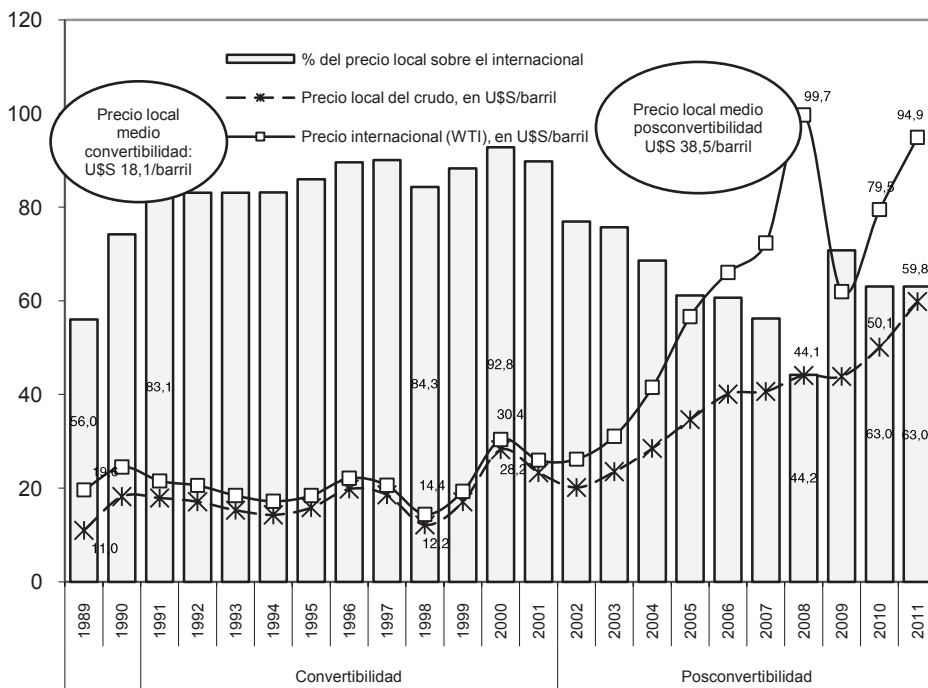
En este marco, el presente artículo busca abordar esta problemática desde dos aspectos, siempre considerando como contexto operativo la dinámica que alcanzó el complejo hidrocarburífero luego de las reformas estructurales de la década de 1990 y las nuevas políticas desplegadas durante la posconvertibilidad. Por un lado, se analiza la rentabilidad del sector tanto en la década de 1990 (durante la vigencia de la convertibilidad) y de 2002 a 2011 (en la posconvertibilidad) para observar si los márgenes de ganancia de los principales actores del sector en la última década, impidieron que los operadores pudieran realizar las inversiones correspondientes (como sostienen ciertos actores). Por el otro, se realiza, en primer lugar, una estimación de cómo evolucionó la renta petrolera en la Argentina entre 1992 y 2011, y, en segundo, se estudia cómo fue distribuida en ambos períodos, con la finalidad de observar, entre otros elementos, si las reformas del decenio de 1990 propiciaron una asignación con mayor o menor grado de equidad, comparando con la que sucedió en la posconvertibilidad.

Análisis de la evolución de las ventas, utilidades y rentabilidad de las principales petroleras argentinas y del mundo

Sobre la base de 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 9,7%, al pasar de 19,6 a 21,5 dólares, el local creció 62,7%, de 11,0 a 17,9 dólares. Esta dinámica significó que en apenas dos años, los valores domésticos pasaran a repre-

⁵ Con la sanción de la ley N° 26741 en 2012 y su reglamentación por medio del decreto N° 1277/12, se expropió el 51% del capital social de YPF (en poder de Repsol) y se eliminaron los principales artículos de los decretos N° 1055, 1212 y 1589/89 que habilitan la desregulación del sector (Barrera, 2013a).

GRÁFICO 1: Evolución del precio local e internacional del crudo y % del doméstico sobre el externo, 1989-2011 (en U\$S/barril y porcentaje)



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

sentar del 56,0% del internacional en 1989, al 83,1% en 1991, y con el correr de los años alcanzaron el 92,8% en 2000 (gráfico 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 histórico.

La escasa inversión de riesgo tiene estrecho vínculo con una de las consecuencias de la “desregulación” y apertura del mercado hidrocarburiífero: 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–. La lógica de acumulación a escala mundial les permite “monetizar reservas” y maximizar su valor presente sin reponer las cantidades extraídas, dado que evalúan riesgos y costos en diversas latitudes e invierten allí donde pueden maximizar los beneficios, sin considerar las necesidades de los países en donde operan. 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). Se puede observar, en primer lugar, que la mayor rentabilidad sobre ventas fue percibida en el mercado local y, en segundo, que mientras los altos beneficios eran alcanzados en Argentina, las inversiones eran realizadas en escasa magnitud en este territorio, lo que significó un drenaje constante de utilidades hacia otros mercados⁶.

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, lo cual, en un sector altamente concentrado en el que apenas 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 finalidad, 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 cumplía una función de vital importancia.

Ganancias extraordinarias en la “larga década de 1990”

Existen varios elementos que se pueden analizar respecto de las consecuencias que tuvo la desregulación sectorial (y la implementación de los precios “libremente pactados”) en las ventas y utilidades de las compañías. En el cuadro 1 se presenta el estado de resultados de las principales compañías petroleras del país y tres del mundo sobre las que se pudo conseguir información homogénea. Un dato de relevancia que no se ve reflejado allí es que en los primeros años de la década de 1990 algunas de las firmas incluidas no pertenecían al núcleo selecto de la cúpula empresarial argentina (las principales 200 empresas del país), pero una vez finalizada la reestructuración de YPF –principalmente, la transferencia de áreas– y las reformas del mercado, se consolidaron dentro de las principales compañías locales.

El cuadro presenta la información local desagregando aquellas compañías que operan de forma “integrada” (en los mercados de exploración, extracción, refinación y comercialización) de las que se desempeñan de forma “no integrada”, que desarrollan la actividad en el sector primario únicamente. Analizando el período 1991-2001, las firmas locales que se ubican únicamente en el segmento de exploración y extracción (17,9%) alcanzaron una tasa de rentabilidad 5,2 puntos porcentuales superior a las locales “integradas” (12,7%). Asimismo, resulta interesante que las empresas internacionales alcanzaron rentabilidades sobre ventas en torno del 5,7% en el período seleccionado, significativamente inferiores a las que consiguieron sus pares nacionales.

Pese a la diferencias de rentabilidad entre los distintos segmentos locales, un dato contundente es la similitud en la evolución de la rentabilidad del sector. Así, al analizar en el plano local el período 1991-1996, año en que ya se habían consoli-

⁶ Para una visión más general sobre el comportamiento de las empresas transnacionales se puede consultar Arceo (2011).

CUADRO 1: Evolución de las ventas y utilidades netas de las principales firmas petroleras (integradas y no integradas) de la Argentina y del mundo, 1991-2011 (en millones de dólares y porcentaje)

	Empresas locales integradas*		Empresas locales no integradas**		Empresas internacionales integradas***				
	Ventas netas	Utilidades/ventas (%)	Ventas netas	Utilidades/ventas (%)	Ventas netas	Utilidades/ventas (%)			
Convertibilidad	1991	6.221	6,5	901	109	12,1	177.588	8.187	4,6
	1992	4.726	7,7	951	142	14,9	179.200	7.051	3,9
	1993	4.884	17,8	1.048	232	22,1	164.307	7.613	4,6
	1994	5.474	13,6	1.124	236	21,0	166.291	7.703	4,6
	1995	6.437	16,1	1.391	294	21,2	178.890	8.007	4,5
	1996	7.254	16,3	1.774	422	23,8	202.686	12.135	6,0
	1997	7.765	15,9	2.047	213	10,4	203.942	14.380	7,1
	1998	6.809	11,5	1.877	60	3,2	159.205	8.924	5,6
	1999	7.871	10,4	2.167	308	14,2	232.247	11.157	4,8
	2000	10.206	14,8	3.141	752	24,0	309.591	25.447	8,2
	2001	9.816	9,4	2.193	572	26,1	291.280	18.608	6,4
Posconvertibilidad	2002	6.159	16,2	1.850	287	15,5	274.509	12.592	4,6
	2003	8.257	20,7	1.919	654	34,1	326.136	28.740	8,8
	2004	7.939	23,6	2.093	747	35,7	418.739	38.658	9,2
	2005	9.610	21,1	2.686	776	28,9	529.419	50.229	9,5
	2006	10.824	20,8	3.496	1.084	31,0	547.821	56.638	10,3
	2007	11.950	14,8	3.582	895	25,0	583.607	59.298	10,2
	2008	12.895	12,5	3.536	555	15,7	706.010	69.151	9,8
	2009	11.162	10,4	3.721	857	23,0	448.177	29.763	6,6
	2010	13.594	11,8	4.249	966	22,7	551.011	49.484	9,0
	2011	14.562	9,6	5.123	1.222	23,8	698.547	67.955	9,7
	1991-1996 (%)	16,6%	9,8	96,9%	285,6%	11,6	14,1%	48,2%	1,4
Promedio 1991-2001 (a)	7.042	898	12,7%	1.692	304	17,9%	205.930	11.747	5,7%
Promedio 2002-2011 (b)	10.695	1.620	15,1%	3.225	804	24,9%	508.398	46.251	9,1%
b/a	51,9%	80,5%	2,4%	90,6%	164,8%	7,0%	146,9%	293,7%	3,4%

* Repsol-YPF, Pérez Companc.
 ** Incluye a Astra, Bridas, Amoco, Pan American Energy, San Jorge, Chevron, Pluspetrol, Tecpetrol y Total Austral.
 *** Se incluyó a Chevron (internacional), Exxon y Texaco.
 Fuente: Elaboración propia sobre la base de información del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO y revista *Fortune*.

dado las reformas y el sector operaba con plena libertad, se aprecia un importante aumento de las ventas pero un incremento muy superior de las utilidades. De esta manera, mientras que en las "integradas" la facturación subió el 16,6%, las ganancias lo hicieron el 191,3%⁷, similar situación que con las que operaban únicamente en el mercado primario que crecieron 96,9% y 285,6%, respectivamente. Este dato permite observar dos elementos. En primer lugar, que el volumen de ganancias se acrecentó considerablemente en ambos segmentos, en valores de entre tres y cuatro veces. En segundo término, y dado que el margen final se incrementó muy por encima de la facturación, la tasa de rentabilidad tuvo un alza de entre 10 y 12 puntos porcentuales al pasar del 6,5% al 16,3% en las primeras y del 12,1% al 23,8% en las segundas. En idéntico período, el incremento alcanzado por las petroleras internacionales fue significativamente más moderado (1,4%) dado que las utilidades se expandieron apenas el 48,2% frente a un incremento de la facturación del 14,1%.

Hasta 2001, a pesar de que la economía desde mediados de 1998 había entrado en recesión, se observa la misma tendencia señalada, con un crecimiento muy importante tanto de la tasa como de la magnitud de las ganancias (principalmente en las "no integradas" del mercado primario). Naturalmente, 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.

En realidad, este elemento expresa contablemente dos elementos. Por una parte, la ostensible autonomización de los ciclos económicos locales producto de la apertura y el alto coeficiente exportador de las firmas integradas y las que operaban en el mercado primario. La posibilidad de vender en el exterior el crudo sin necesidad de autorizaciones, implicó una sobreexportación del recurso que en 1996 alcanzó un coeficiente de exportación del 41% (con un promedio en la convertibilidad del 31%), lo que les permitió crecer por encima de la economía y verse menos afectados por la dinámica local.

Por otra, expresa la subexploración de la superficie sedimentada y la sobreexplotación de los yacimientos desarrollados previamente, posibilitado por las reformas implementadas que otorgaron el predominio irrestricto al "mercado" (o a un puñado de grandes empresas), lo que permitió que las firmas locales obtuvieran rentabilidades superiores a las internacionales.

Estas medidas, más que redundar en un proceso de explotación racional y perdurable de la actividad (dada la reducción de inversiones de riesgo), tuvieron como resultado la emergencia de ganancias extraordinarias que, en el decenio de 1990, se ubicaron muy por encima de las obtenidas por el conjunto de la cúpula empresarial local. Así, mientras las "integradas" alcanzaron, en promedio, una utilidad sobre ventas del 12,7% y las "no integradas" del sector primario del 17,9%, la de las petroleras internacionales seleccionadas giró en torno del 5,7%, similar a la alcanzada por las 200 firmas más grandes del país durante la convertibilidad, 4%.

Este incremento de la rentabilidad de las petroleras locales, en gran medida se debió, por un lado, al notable auge de la extracción de hidrocarburos, por el otro, al

⁷ La caída entre 1991 y 1992 de las ventas y utilidades de las empresas integradas responde al descenso en ambos componentes en YPF S.A., dado que estaba en pleno proceso de fragmentación, y sus áreas y activos estaban siendo transferidos al sector privado, lo que, a su vez, redundó en un aumento de las ventas y utilidades de las "no integradas" que operaban en el mercado primario.

crecimiento de los precios locales (e internacionales) en la década de 1990 y, finalmente, a la reducción de los costos de producción de un barril equivalente de petróleo (cuadros 1 y 2). Así, mientras que entre 1992 y 2001 el costo de producción de un barril descendió el 21,2%, el precio del crudo en el mercado doméstico se incrementó el 36,4%, con un pico del 64,9% en 2000.

Expansión de la rentabilidad pese a la contracción de la actividad económica: la posconvertibilidad

Por su parte, si se analiza el período 2002-2011 contra el 1991-2001⁸, se puede advertir una serie 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 comercializados⁹.

Como se mostró en el gráfico 1, los valores del crudo comercializado localmente dejaron de evolucionar en base al de paridad de exportación, situación que llevó a un distanciamiento con la cotización internacional hasta estabilizarse en torno del 60%. 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, sobre la base de la información del gráfico 1 y del cuadro 1, es dable cuestionar los argumentos de estos actores, 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 cuando no son los de paridad de exportación, evolucionaron 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

⁸ 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 si bien persistió en el sector hasta 2012 con la desregulación implementó ciertos cambios en el modo de intervención del Estado principalmente a través de los derechos de exportación.

⁹ Con la ley de Emergencia Económica y Reforma del Régimen Cambiario (ley N° 25.561) sancionada en 2002, se habilitó el cobro de derechos de exportación a los hidrocarburos por el plazo de cinco 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 (en caso de que el barril sea igual o superior a los 45 dólares, el derecho de exportación se establecería en el 45%, como valor máximo). 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. Finalmente, en 2013, por medio de la resolución 1 se fijó un nuevo valor de corte en 70 dólares el barril, estableciendo ese precio como el vigente para el mercado interno.

la posconvertibilidad el valor en “moneda dura” más que se duplicó al alcanzar una media de 38,5 dólares el barril (gráfico 1).

Al centrar el análisis en los resultados financieros alcanzados por las principales empresas que operan en el mercado local, se pueden advertir las consecuencias del crecimiento de los precios locales durante la posconvertibilidad, respecto de la “larga década de 1990”. En efecto, si se consideran los valores registrados por las empresas “integradas”, el promedio anual de facturación alcanzó los 10.695 millones de dólares, 51,9% superior a la media del interregno 1992-2001 (7.042 millones de dólares), mientras que la evolución de las ganancias giró en torno de un promedio anual de 1.620 millones de dólares anuales, 80,5% superiores a la media del período anterior (898 millones de dólares). De allí que la rentabilidad, medida sobre la facturación, haya alcanzado el 15,1%; 2,4 puntos porcentuales mayor que en el período pasado.

Una dinámica similar, aunque con un impulso mayor, obtuvieron las firmas que operan únicamente en el sector primario en tanto que el crecimiento de las utilidades duplicó a la expansión de los volúmenes de facturación, alcanzando una rentabilidad sobre ventas del 24,9%, 7,0 puntos porcentuales más alta que en la década de 1990, muy por encima de las firmas de la cúpula que se ubicaron en derredor del 7%. Este marcado crecimiento de la rentabilidad sectorial responde sustancialmente a dos factores. En primer lugar, y asociado al período inicial de la posconvertibilidad (2002-2005), la megadevaluación del peso argentino en 2002 (que implicó una fuerte depreciación de la moneda), generó una licuación de los costos internos de las compañías –medidos en moneda extranjera–, elemento que les permitió incrementar notablemente la tasa de rentabilidad hasta alcanzar el 35,7% sobre ventas. En aquel año, los costos para producir un barril equivalente de petróleo se contrajeron considerablemente (-29,2%), frente a una expansión de los precios del crudo, a tal punto que en algunos años (2004 y 2005) la cotización del barril mantuvo una distancia respecto de su costo, 140% superior a la que tenía en 1992.

Asimismo, otro aspecto que los habilitó a mantener estas altas tasas de ganancia fue la marcada caída de las inversiones de riesgo vinculadas a los pozos de exploración que, si bien se presenta desde mediados de la década de 1990, se potenció en la siguiente hasta alcanzar el mínimo valor de exploración de la historia argentina (Barrera, 2012a). En el fondo, la estrategia consistió en implementar una lógica de acumulación que se centró en aumentar la productividad de la inversión en el corto plazo, relegando el mediano y el largo, en tanto que son firmas transnacionales que definen sus inversiones desde una estrategia global priorizando los mercados con menores costos (Kozulj, 2002; Barrera, 2013).

De este modo, la convergencia de precios altos, bajas inversiones de riesgo y licuación de costos en dólares, permitió que las compañías alcanzaran una rentabilidad aún más extraordinaria que la vigente durante la década de 1990, incluso en un período de declive de la producción (cuadro 2). Si bien luego de que las empresas “no integradas” alcanzaron el nivel extraordinario de rentabilidad sobre facturación en 2004 comenzó a descender la tasa de utilidades –no así la masa–, es dable destacar que conservan valores superiores a los de la convertibilidad, en torno del 20%, producto de los altos precios del mercado.

Naturalmente, la obtención de una tasa de utilidades que entre 2003 y 2006 rondó el 30%, derechos de exportación mediante, pone de manifiesto que es un sec-

tor con ganancias extraordinarias producto de la explotación de un recurso natural con elevadas rentas que opera en mercados cartelizados. La implementación de los derechos de exportación móviles desde 2007, que por un par de años tendieron a “congelar” el precio en torno de los 43 dólares el barril, permitieron morigerar los por de más elevados márgenes alcanzados por las compañías, a pesar de lo cual se mantuvieron por encima del 20%. Por otra parte, que en 2002, año en el que el PIB nacional se contrajo 10,9%, el sector petrolero primario (incluidas las “integradas”) haya alcanzado tasas de retorno del 15% pone a las claras el carácter sumamente rentable y estratégico de esta actividad.

El análisis de la evolución de las ventas y las utilidades de las empresas internacionales seleccionadas permite identificar ciertos elementos de comparación con la dinámica doméstica aunque también crecientes diferencias. En primer lugar, la expansión de los precios internacionales del crudo desde 2003 se tradujo en un muy importante crecimiento de las ventas y, fundamentalmente, de las utilidades. Este mayor incremento de los beneficios por encima de la facturación permite advertir que el alza de la cotización del barril no se debió a mayores costos de explotación sino a factores de índole política y/o especulativos, de ahí que las ganancias netas de estas compañías se hayan cuadruplicado si se compara con el promedio de la década de 1990 (46.251 millones de dólares contra 11.747 millones de dólares) (cuadro 1).

En segundo término, la tasa de rentabilidad sobre ventas que percibieron las compañías internacionales se expandió 3,4 puntos porcentuales, en tanto que pasaron del 5,7% en el período 1991-2001 al 9,1% en la década siguiente. Pese a este importante incremento del margen de rentabilidad, es necesario remarcar que se ubica varios puntos por debajo de la percibida por las firmas locales que operan únicamente en el mercado primario (25,1%) como por aquellas “integradas” que desarrollan la actividad en ambos segmentos (15,1%).

En este marco, cabe resaltar una diferencia entre la dinámica externa y la local, considerando las ganancias de las firmas “no integradas” y las de las compañías “internacionales”. Al considerar los promedios de cada período (1991-2001 y 2002-2011) se observa que mientras las empresas que operan en el segmento primario local aumentaron las utilidades más de dos veces y media, las compañías “internacionales” pudieron ampliarlas en cuatro veces. En definitiva, este análisis permite comprender los reclamos del oligopolio doméstico respecto de la eliminación de los derechos de exportación. Estas presiones no se ejercieron en virtud de que no obtenían una rentabilidad razonable para invertir, sino porque la eliminación de las retenciones hubiera permitido incrementar aún más las notables ganancias extraordinarias a partir de llevar los precios locales a los de paridad de importación.

Así, aun con precios escindidos de los de paridad de importación, se configuró un escenario en el que la cotización se mantuvo por encima de los costos de producción del BEP (con mayor intensidad en el caso del crudo) que permitió incrementar la rentabilidad por el “efecto precios”, dado que se originó en un contexto de importante caída de los flujos de extracción de petróleo y gas natural. De no haber mediado estos instrumentos para desvincular los precios locales de los externos, el resultado hubiera sido una mayor transferencia de recursos de la sociedad en su conjunto al oligopolio energético, con la consecuente pérdida de competitividad y un incremento notable del rendimiento del capital. En este sentido, esto hubiera impactado en una

rentabilidad más cercana a la obtenida por los conglomerados internacionales en el escenario mundial, los cuales pudieron ampliar las utilidades en torno del 293,7%, si se considera los promedios de los períodos 1992-2001 y 2002-2011 (cuadro 2).

De allí que pese a las declaraciones del sector –se sostenía que era necesario liberalizar totalmente los precios para ampliar las inversiones–, no es posible afirmar que la ausencia de recursos destinados a la ampliación de capital fuera producto de rentabilidad insuficiente por parte del capital privado. O dicho de otra manera, dada la extranjerización de la actividad y la internacionalización de las operaciones de este segmento, la convergencia de los precios domésticos con los internacionales no necesariamente hubiera redundado en mayores inversiones en el mercado local en la medida en que existen otros territorios con costos de explotación más reducidos. Basta con analizar la década de 1990 en la cual, pese a la captación plena de los precios internacionales y la total libertad para operar, redujeron la inversión de riesgo a los valores mínimos históricos.

Análisis de la renta petrolera y su distribución en Argentina

Aspectos metodológicos

Las actividades que se sustentan en la explotación de recursos naturales no renovables (dadas sus facultades monopólicas como consecuencia de su escasez, la imposibilidad de reproducirlas y las diversas calidades que poseen), posibilitan la emergencia de beneficios extraordinarios por parte de quien los explota. Este rendimiento extraordinario, que se presenta como una imposición hacia el conjunto de la sociedad por parte de quienes monopolizan el recurso, constituye la denominada renta. Siguiendo a David Ricardo, la renta es la “compensación que se paga al propietario de la tierra por el uso de las energías originarias e indestructibles”, pero comienza a abonarse “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). Para Ricardo, dado que no todas las tierras pagan renta¹⁰ y que en cada territorio se abona una renta distinta (la de mayor productividad genera una superior), la renta es siempre diferencial.

Esta primera aproximación permite observar ciertos elementos que para Ricardo permiten la existencia de renta. Por un lado, la vigencia de propiedad privada. Por el otro, la escasez de tierras fértiles o, dicho de otra forma, la productividad diferencial que poseen. Finalmente, y derivado de esto, 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, elemento que posibilita la emergencia o incremento de renta en la tierra previamente incorporada.

En esta línea, al concepto de renta diferencial Karl Marx 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

¹⁰ En el esquema ricardiano la tierra marginal no genera renta.

aportes de Marx al respecto¹¹. Para el autor alemán, al igual que para Ricardo, la renta no proviene de la naturaleza misma, 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 –trátese 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).

Sin embargo, a diferencia de Ricardo, que sostenía que la tierra marginal (la de peor calidad y la última en incorporarse a la producción) no poseía renta, para Marx aun en la tierra de menor calidad el propietario obtiene su tributo, ya sea producto de la existencia de renta absoluta o de monopolio. Así, mientras la primera se genera, por ejemplo, en el sector agropecuario dada la menor composición orgánica de capital respecto del promedio de la economía, elemento que deviene en una mayor masa de plusvalía; la segunda se presenta en actividades con producciones concentradas o con cualidades especiales y excepcionales¹² respecto de las demás, situación que permite fijar precios. Con respecto a esta última, Marx señala:

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).

De este modo, en base a lo señalado por Marx, en actividades como la hidrocarbúrfica con alto grado de concentración en la producción y cuyo producto es estratégico para el desarrollo de las sociedades, existe una plusganancia o ganancia excedentaria por encima de la renta diferencial señalada por Ricardo. Este elemento señalado no elimina la existencia en el mercado hidrocarbúrfico de renta diferencial, dado que ésta emerge de la amplia variedad de productividades en los diferentes yacimientos; no obstante, también es necesario resaltar que se genera una renta incluso debido al poder de mercado de un puñado de grandes operadores que controlan la producción y, consecuentemente, el precio de comercialización.

Dado que el precio de mercado de un bien con estas características está determinado, entre otros factores, por el “precio de producción”¹³ de dicho bien en condiciones que permitan su explotación en la tierra marginal (de menor productividad), en las tierras más fecundas, 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*.

¹¹ Para profundizar en el análisis se puede consultar sobre artículos teóricos, Ricardo (2004), Marx (2006) y para casos aplicados, Caballero (1978), Mansilla (2006), Recalde (2012).

¹² Al explicar este caso Marx señala como ejemplo una tierra con cualidades extraordinarias que permite la emergencia de un viñedo que produce un vino de calidad excepcional, elemento que le posibilita al productor fijar un precio de monopolio, por encima del valor del producto, con la consecuente emergencia de renta.

¹³ Por precio de producción se alude a la sumatoria de los costos que se incurren en dicha actividad más una ganancia media del capital.

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.

Estimación de la renta petrolera en el caso argentino

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. Hasta 1996 la ex petrolera estatal informaba en sus memorias y balances contables los costos que poseía para explotar un barril en Argentina; sin embargo, una de las consecuencias de la implementación de las reformas de la década de 1990 y de la enajenación y posterior extranjerización de YPF, fue la “privatización” de las estadísticas y la pérdida de capacidad de control y fiscalización por parte de la Secretaría de Energía. Esto originó la ausencia de insumos clave para realizar análisis sobre el sector, como por ejemplo, el costo que conlleva producir un barril de petróleo en Argentina.

Para suplir dicha falencia y 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 primario (exploración y extracción) como en el secundario (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.

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, posteriormente adquirida 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.

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 empresarial 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%.

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 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 58,6%, los segundos lo hicieron en torno del 203,5% (cuadro 2). Por su parte, los precios internos, tal como se analizó en el gráfico 1, sufrieron un alza del 113,2%, 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 2). De ahí en adelante, comenzó un paulatino pero persistente incremento hasta 2011 que llevó el costo del barril en torno de los 18,8 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

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 económica (con la excepción del financiero y agropecuario –salvo aquellas compañías que se dedican a la comercialización de granos–). Por tener una distinta rotación de capital, se excluyó a las comercializadoras para el cálculo de la rentabilidad promedio de la élite. En los últimos años, con el marcado incremento de los precios del crudo las firmas hidrocarbúricas aumentaron su presencia dentro de la cúpula. Al respecto, se puede consultar Schorr, Manzanelli y Basualdo (2012).

CUADRO 2: Estimación de la renta petrolera en la Argentina, 1992-2011
(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	8,0	8,3	20,6	2.498	9,1
	1993	217	6,5	6,8	18,4	2.534	8,9
	1994	244	7,4	7,9	17,2	2.261	6,9
	1995	263	6,4	6,8	18,4	3.059	9,5
	1996	287	6,4	6,7	22,1	4.419	13,4
	1997	305	6,0	6,3	20,6	4.357	12,6
	1998	309	5,6	5,8	14,4	2.663	6,6
	1999	293	5,5	5,6	19,3	4.020	11,6
	2000	283	5,5	5,6	30,4	7.005	22,7
	2001	286	6,3	6,3	26,0	5.613	17,0
Posconvertibilidad	2002	277	4,5	4,5	26,2	6.019	15,7
	2003	271	5,0	5,6	31,1	6.900	18,5
	2004	256	5,6	6,0	41,5	9.073	22,9
	2005	243	6,7	7,5	56,6	11.944	27,9
	2006	241	9,3	10,3	66,1	13.413	30,8
	2007	235	10,6	11,6	72,3	14.246	30,1
	2008	230	12,2	13,1	99,7	19.949	31,9
	2009	227	12,8	13,8	62,0	10.954	31,1
	2010	222	15,1	16,4	79,5	14.001	35,0
	2011	209	18,8	20,2	94,9	15.612	41,0
Media convertibilidad		269	6,3	6,6	20,7	3.843	11,8
Media posconvertibilidad		241	10,1	10,9	63,0	12.211	28,5
Variación entre regímenes económicos (%)		-10,3	58,6	64,8	203,5	217,8	140,8

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

salvedad de que el precio interno era de 34,6 dólares, casi 126% más que a principios de la serie (15,3 dólares). En promedio, los costos durante la posconvertibilidad oscilaron en torno de los 10,1 dólares el barril, con precios internacionales cercanos a los 63 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, que se expresa, como se advirtió en el cuadro 1, en la ampliación de las utilidades, 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.

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 2011, 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 2011, 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).

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, sobre la base de la información del cuadro 2 se pueden señalar dos períodos: 1992-1999 y 2000-2011, 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 60,9% al pasar de 2.498 millones de dólares a 4.020 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” (244,6%), la renta ascendió un 288,4%, al pasar de 4.020 millones de dólares en 1999 a 15.612 millones de dólares en 2011.

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 3.843 millones de dólares por año, mientras que en la posconvertibilidad (2002-2011) tuvo un marcado crecimiento por el efecto precios, en tanto que superó los 12.200 millones de dólares anuales (217,8%). El notable aumento que se advierte desde 2005 (consecuencia del auge del precio internacional), con un salto considerable en 2008 (llegando a 19.949 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 los diez años considerados de la posconvertibilidad la magnitud de la renta alcanzó los 122.111 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.

Análisis de la distribución de la renta petrolera argentina

Hasta aquí 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 nacional 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), 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

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.

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.

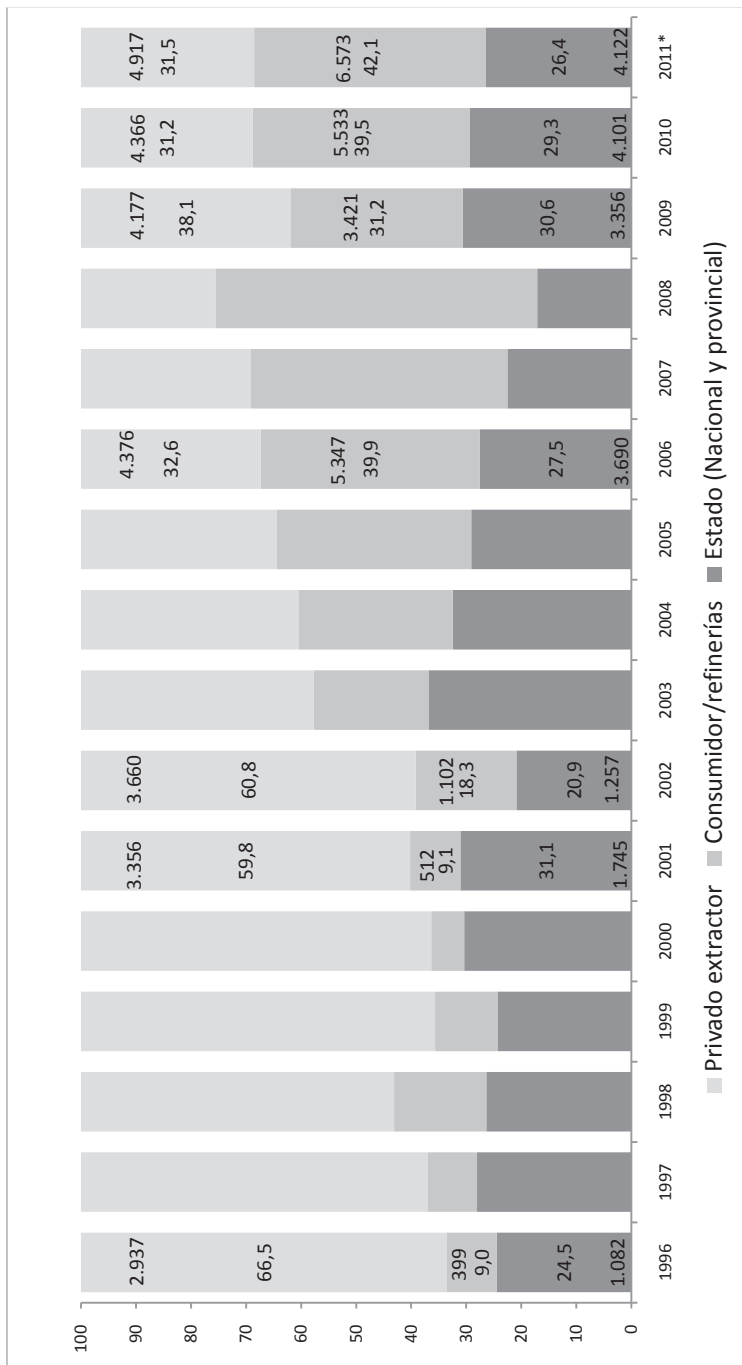
Respecto de la captación de renta por parte de los consumidores y las refinadoras, vale destacar que se intensificó en 2002 con el desacople de los precios locales respecto de los internacionales, como consecuencia de la implementación de los derechos de exportación. En este sentido, esta renta deviene 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 refinerías 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 refinerías 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 sobre el cual existe fuerte carencia de estadísticas, 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 gasoil, gasoil y aeronaftas), se advierte que, medidos en moneda local, mientras entre 2001 y 2011 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, a pesar de que desde 2007 el oligopolio refinador comenzó a recuperar parte de la renta a raíz de que incrementó los precios por encima de la variación de los costos de refinación y de la cotización interna del crudo. Como sostiene Kozulj (2012), este mecanismo no supone un subsidio al consumidor, sino una transferencia de renta. Este elemento es de vital importancia en la medida en que para la corriente neoclásica toda política que aleje los precios internos de los externos, definidos como “costo de oportunidad”, implica un subsidio y genera una ineficiente asignación de recursos. En la medida en que para dicha perspectiva de pensamiento todo mercado es de competencia, no seguir los precios que allí se determinan implica una asignación subóptima de los recursos. Sin embargo, como afirma Kozulj, en los casos en que los precios de los bienes sean superiores a los costos de explotación, aun cuando no reflejen la cotización internacional, no es posible referirse a ello como subsidio sino como transferencia de renta que, en definitiva, es un elemento de disputa política. Ello, por cuanto la renta no surge directamente de la cantidad de factores utilizados para su explotación sino que está asociado a las cualidades extraordinarias de la tierra, la monopolización de su uso y elementos de carácter de geopolítica, o cartelización que pueden afectar el precio del bien²⁰.

¹⁹ Para analizar la evolución de los derechos de exportación, ver cita 10.

²⁰ En este sentido, el autor afirma: “Es decir que se trata claramente de dos conceptos distintos. En un caso, si el precio o tarifa no se halla alineado con niveles de remuneración acorde con señales de precios

GRÁFICO 2: Evolución de la participación en la renta petrolera argentina del sector privado productor, del consumidor/refinería y del Estado, 1996-2011 (en millones de dólares y %)



* Estimaciones preliminares

Fuente: Elaboración propia sobre la base de AFIP, Secretaría de Energía y Cuadro 2.

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).

Sobre la base de la información detallada en el gráfico 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 2011 la distribución de la renta devino más equitativa²¹. En efecto, mientras que en el primero de los años, el Estado capturó el 31,1% (1.745 millones de dólares), los consumidores y las refinerías el 9,1% (512 millones de dólares) y el sector privado extractivista, el 59,8% restante (3.356 millones de dólares), esta composición se vio alterada hacia 2011, con una renta que creció un 178,1% (al pasar de 5.613 a 15.612 millones de dólares). Hacia este último año la participación fue 26,4%; 42,1% y 31,5%, respectivamente.

Si bien el sector público mantuvo casi la misma participación (sobre una “torta” mucho más grande), aumentaron 136,2% sus ingresos entre los años señalados al capturar 4.121 millones de dólares en 2011. Los elementos que generaron el mayor aporte fueron, en primer lugar, el cobro de derechos de exportación (49,6%) que comenzaron a percibirse desde 2002, en segundo el pago de regalías a las provincias (29,1%) y finalmente la tributación del impuesto a las ganancias (21,3%).

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 2011. La implementación de los derechos de exportación, sumado a ciertos acuerdos de precios posibilitó 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 6.573 millones de dólares, con un aumento del 1.183,0%.

internacionales’, se estaría aplicando ‘una política de subsidios’. En el otro, siempre y cuando las empresas tengan rentabilidad positiva después de cubrir todos los costos, no habría subsidio alguno [sino captación de renta]” (Kozulj, 2012: 87). Esta definición se aproxima a la desarrollada en un documento de la OLADE: “En el caso de los países importadores, estos precios son además los costos efectivos de abastecimiento. En cambio, en los países productores y especialmente en aquellos que se autoabastecen o son exportadores netos, los costos económicos efectivos, para el conjunto de la sociedad, vienen expresados por los costos de producción. En tales casos, utilizar los precios de frontera (costos de oportunidad microeconómicos), como guía para fijar los precios internos de oferta, implica plasmar una forma particular de apropiación de la renta petrolera. Es decir, más que la pretendida asignación eficiente de los recursos se trata de la apropiación de esa renta” (OLADE, 2003: 97).

²¹ Respecto de otros trabajos que estimen la distribución de la renta en Argentina se puede consultar, Mansilla (2006 y 2007), Campodónico (2008), Recalde (2012).

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. Sobre la base de la información del gráfico 2, entre 2001 y 2011 tuvieron un descenso relativo de 28,3 puntos porcentuales²². Esto se aprecia al observar que fue el actor con menor incremento dentro de la nueva “torta”, con una variación del 46,5% (1.561 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. Por el otro, permitió una distribución más equitativa de la renta, 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 hidrocarburífero 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. Esto se produjo por el propio diseño normativo que habilitó que pocos actores tuvieran injerencia en un número grande de áreas, modificando los límites que poseía la ley del sector. 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 lo sustancial, esto fue producto de la estrategia de sobreexplotación de los yacimientos y subexplotación de la superficie sedimentada, con el objetivo de “monetizar” rápidamente las reservas en virtud de obtener ganancias de corto y mediano plazo, aun a costa de comprometer la explotación futura.

²² En rigor, como fue señalado, 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 derivados.

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 ampliar notablemente los retornos de la inversión. De allí que hayan podido expandir en mayor medida las utilidades que las ventas. 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.

Sobre la base de 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, de esta manera, la rentabilidad del negocio.

En este sentido, es dable cuestionar que la ausencia de inversiones se correspondiera con el “cambio de reglas”. 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, más que 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* ya que evalúa riesgos y costos globalmente e invierten donde puede maximizar dichas utilidades.

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 los productores fueran los únicos que se beneficiaran 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 vía incremento de los precios de los “productos energéticos”, como también permitió que el Estado obtuviera mayores ingresos, logrando un mayor equilibrio en los recursos. Pero fundamentalmente, la vigencia de los derechos de exportación, permitió 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.

BIBLIOGRAFÍA

- ARÁOZ, Julio César (1991): Hidrocarburos para la revolución productiva. Peronismo, apertura y desregulación, Buenos Aires, Ediciones Energía.
- ARCEO, Enrique (2011): El largo camino de la crisis. Centro, periferia y transformaciones de la economía mundial, Buenos Aires, Cara o Ceca.
- BARRERA, Mariano (2012a): "Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF", en Revista Cuadernos del Cendes, Año 29, núm. 80, Venezuela, mayo-agosto, pp. 101-129.
- BARRERA, Mariano (2012b): "El proceso de fragmentación de YPF: rupturas y continuidades entre el gobierno de facto y el de Carlos Menem", en Revista Realidad Económica, Nº 267, Buenos Aires, pp. 44-67.
- BARRERA, Mariano (2013): "La 'desregulación' del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina", en Basualdo, F.; Barrera, M. y Basualdo, E., Las producciones primarias en la argentina reciente: Minería, petróleo y agro pampeano, Buenos Aires, Cara o Ceca.
- CABALLERO, Abel (1979): "La teoría de la renta absoluta, ¿renta de transformación o de monopolio?", en Agricultura y Sociedad, Nº 12, Madrid, Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, pp. 118-143.
- CAMACHO, Iván (2007): "Reduciendo tiempo perdido durante la perforación", en Revista Petrotecnia, año 48, Buenos Aires, octubre, pp. 30-34.
- CAMPODÓNICO, Humberto (2008): "Renta petrolera y minera en países seleccionados de América Latina", en CEPAL, Documento de proyecto, Santiago de Chile, septiembre, pp. 1-108.
- FANELLI, José María (2012): "Recursos naturales: ¿Bendición o maldición? Sobre la experiencia argentina en los 2000", en Boletín Informativo de Techint, Nº 336, Buenos Aires, septiembre-diciembre, pp. 49-62.
- GARCÍA, Raúl (2003): "La importancia de las reglas previsible", en Revista Petrotecnia, año 44, Buenos Aires, junio, 2003, pp. 24-25.
- KOZULJ, Roberto (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", en CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, Documento Nº 46, Santiago de Chile, julio 2002, pp. 1-84.
- KOZULJ, Roberto (2005): "Crisis de la industria del gas natural en Argentina", en CEPAL, Serie Recursos naturales e infraestructura, Nº 88, Santiago de Chile, marzo, pp. 1-81.
- KOZULJ, Roberto (2012): "Estrategias para el sector energético y fiscalidad: un desafío crítico", en Revista Voces en el Fénix. Año 3. Número 13. Abril. pp. 85-91.
- LÓPEZ ANADÓN, Ernesto (2002): "Producción y demanda energética regional: el caso del gas natural", en Revista Petrotecnia, año 43, Buenos Aires, agosto, pp. 22-28.
- MANSILLA, Diego (2006) "La renta petrolera en la Argentina (1996-2005)", en Realidad Económica, núm. 223, noviembre, pp. 11-23.
- MANSILLA, Diego (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, Centro Cultural de la Cooperación Floreal Gorini.
- MARX, Carlos (2006), El Capital, Tomo III, Volumen 8, México, Siglo XXI Editores.
- OLADE (2003): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe, Santiago de Chile, OLADE, CEPAL y GTZ.
- RECALDE, Marina (2012): "Los recursos energéticos en Argentina: análisis de la renta", en Problemas del Desarrollo, vol. 43, núm. 170, México, IIEC-UNAM, julio-septiembre, pp. 9-37.
- RICARDO, David (2004): Principios de economía política y tributación, Buenos Aires, Fondo de Cultura Económica.
- SCHORR, Martín; Manzanelli, Pablo y Basualdo, Eduardo (2012): "Régimen económico y cúpula empresaria en la posconvertibilidad", en Realidad Económica, núm. 265, Buenos Aires, pp. 7-37.
- VACA COCA, Güimar (2002): "Las empresas frente a la crisis", en Revista Petrotecnia, año 43, Buenos Aires, diciembre, pp. 54-69.
- VICENTE, Oscar (2002): "El gas, la electricidad y las empresas", en Revista Petrotecnia, año 43, Buenos Aires, agosto, pp. 8-20.

RESUMEN

Las políticas neoliberales implementadas en la década de 1990 tenían entre sus objetivos principales liberalizar los mercados y permitir la expansión del sector privado en los diversos sectores de la economía. En Argentina, dichas políticas abarcaron actividades sensibles y estratégicas como el mercado de hidrocarburos, en tanto que en apenas tres años se eliminó la intervención estatal vigente a través de una serie de instituciones y se privatizó a la principal empresa del país, YPF. Los supuestos bajo los cuales se implementaron estas medidas, 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. Dado que la dinámica del sector hidrocarburífero en Argentina luego de las reformas ya fue desarrollado en otros estudios, 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. De este modo, se busca aportar elementos de juicio a más de veinte años de las transformaciones estructurales.

SUMMARY

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. As the dynamics of the hydrocarbure sector in Argentina after the reforms already were developed in other studies, the main objective of this paper is to analyze, on one hand, the impact of this liberalization in the accumulation process of the companies through a study of profitability and, on the other hand, what was the magnitude and trajectory of oil revenues generated and how they were distributed among the major players from the start of the reforms to the late 2000s. The intent is to provide valuable information that might allow understanding the structural transformation of the past twenty years.

REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

BARRERA, Mariano

"Beneficios extraordinarios y renta petrolera en el mercado hidrocarburífero argentino". *DESARROLLO ECONÓMICO – REVISTA DE CIENCIAS SOCIALES* (Buenos Aires), vol. 53, N° 209-210, abril-diciembre 2013 (pp. 169-194).

Descriptores: <Beneficios extraordinarios> <Renta petrolera> <Neoliberalismo> <Poder económico> .