



H-industri@

Revista de historia de la industria, los servicios y las empresas en América Latina

Año 4- Nro. 6, primer semestre de 2010

La persistencia de los ámbitos privilegiados de acumulación en la economía argentina.

El caso del mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999

Ana Castellani

IDAES-UNSAM- CONICET

anacaste@speedy.com.ar

Esteban Serrani

IDAES-UNSAM- CONICET

estebanserrani@yahoo.com.ar

Resumen

La noción de ámbitos privilegiados de acumulación de capital resulta particularmente útil a la hora de pensar la naturaleza de la articulación entre intervención económica estatal, acción empresaria y desempeño de los grandes agentes económicos. En efecto, el análisis del caso argentino muestra con claridad cómo durante décadas la perversa articulación entre ciertas políticas públicas destinadas a financiar directamente o indirectamente al capital local y diversas acciones desplegadas por los grandes empresarios permitieron que un reducido grupo de firmas lograra internalizar amplios márgenes de beneficios extraordinarios, dando cuenta de la existencia de múltiples y cruzados ámbitos.

Los decisivos cambios estructurales implementados en los años noventa no pusieron fin a esta particular modalidad de articulación entre Estado y empresarios. A pesar de instrumentar las principales reformas sugeridas por los “expertos” neoliberales y demandadas por gran parte del arco empresarial, se siguieron conformando espacios privilegiados de acumulación de capital que favorecieron a un selecto grupo de firmas privadas, muchas de las cuales se habían beneficiado con el funcionamiento de diversos ámbitos en las décadas previas.

En este trabajo se analizará el derrotero de un ámbito particular conformado en el mercado de hidrocarburos entre 1977 y 1999. De esta forma, se pretende corroborar cómo, a pesar de aplicarse todas las reformas estructurales sugeridas por el nuevo consenso neoliberal, se generaron condiciones que facilitaron la persistencia de los ámbitos durante los años noventa.

Palabras claves: ÁMBITOS PRIVILEGIADOS DE ACUMULACIÓN; MERCADO DE HIDROCARBUROS; YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES

Abstract

The notion of Privileged Accumulation Spaces (PAS) is particularly useful for analyzing the relationship between state economic intervention, private behavior, and large corporations' economic results. Indeed, the Argentine case clearly demonstrates how the perverse private-public relationship has allowed a small group of entrepreneurs to achieve huge profits during decades, and confirms the existence of multiple and cross PAS.

The social and economic structural changes implemented in the nineties in Argentina did not put an end to this particular type of private-public relationship. Eventhough the major reforms- suggested by the neoliberals' "experts" and demanded by businessmen - were carried out, PAS were not eliminated and continued favoring a select group of private firms (many of which had benefited themselves from the operation in previous decades in various PAS).

This paper analyzes the conformation of a particular PAS developed in the oil market between 1977 and 1999. We intend to corroborate how, despite all the structural reforms implemented by the government and suggested by the neoliberal consensus; the conditions that facilitated the persistence of these areas during the nineties were not eradicated.

Keywords: PRIVILEGED ACCUMULATION SPACES; OIL MARKET; YPF

Recibido: 22 de octubre de 2009

Aprobado: 28 de diciembre de 2009

Introducción

La noción de ámbitos privilegiados de acumulación de capital (en adelante, APA) resulta particularmente útil a la hora de pensar la naturaleza de la articulación entre intervención económica estatal, acción empresaria y desempeño de los grandes agentes económicos. En efecto, el análisis del caso argentino muestra con claridad cómo durante décadas la perversa articulación entre ciertas políticas públicas destinadas a financiar directamente o indirectamente al capital local y diversas acciones desplegadas por los grandes empresarios permitieron que un reducido grupo de firmas lograra internalizar amplios márgenes de beneficios extraordinarios, dando cuenta de la existencia de múltiples y cruzados ámbitos.

Si se los define por su función, los APA constituyen una fuente de generación de cuasi rentas de privilegio (Nochteff, 1994); si se los define por su forma, pueden pensarse como un entramado de relaciones y/o prácticas de articulación entre actores públicos y privados que se sostienen a lo largo del tiempo. En definitiva, se trata de un espacio virtual, cuya construcción involucra a diversos actores del sector público y privado, en donde se facilitan las condiciones de acumulación de ciertas firmas mediante la existencia de diversos privilegios (institucionalizados o no). Las investigaciones realizadas muestran cómo la difusión de estos ámbitos en diversos sectores de actividad a lo largo de la historia económica argentina reciente acrecentó las restricciones al desarrollo en tanto: a) profundizó la crisis estatal, b) favoreció la existencia de dinámicas de acumulación sostenidas en cuasi rentas de privilegio (que desalentaron procesos de innovación tecnológica), y c) acrecentó el poder económico y social de una reducida fracción del capital vinculada estrechamente con las actividades económicas del Estado (Castellani, 2006, 2008, 2009).

Más allá de presentarlo por sus impulsores como uno de sus principales objetivos, los decisivos cambios estructurales implementados en los años noventa no pusieron fin a esta particular modalidad de articulación entre Estado y empresarios. A pesar de instrumentar las principales reformas sugeridas por los “expertos” neoliberales y demandadas por gran parte del arco empresarial (Beltrán, 2006; Camou, 1998; Heredia, 2008), se siguieron conformando espacios privilegiados de acumulación de capital que favorecieron a un selecto grupo de firmas privadas, muchas de las cuales se habían beneficiado con el funcionamiento de diversos APA en las décadas previas.

En efecto, el nuevo consenso que emergió tras la crisis hiperinflacionaria de 1989 planteaba la necesidad de dismantelar por completo las funciones empresarias del Estado nacional mediante la privatización de sus principales empresas para reducir el déficit fiscal, lograr la estabilización monetaria, e iniciar un proceso de crecimiento sostenido del producto. Inclusive la prédica neoliberal iba más allá argumentando que con las privatizaciones, complementadas por la apertura comercial y la desregulación de los mercados, se pondría fin a décadas de privilegios para ciertas industrias “ineficientes” que sólo

habían podido prosperar al amparo de la protección arancelaria y de los contratos con las empresas y reparticiones públicas. Sin embargo, en este trabajo se muestra cómo, al menos en un caso del mercado de hidrocarburos, la aplicación de las reformas estructurales, lejos de dismantelar las condiciones privilegiadas de acumulación para las empresas privadas del sector, las potenciaron notablemente.

Precisamente, se analizará el derrotero del APA conformado en el mercado de hidrocarburos desde sus orígenes, con la privatización periférica de YPF SE en 1977, hasta la venta de la petrolera estatal a Repsol, en 1999. En el primer apartado, se aborda el período de conformación y difusión del APA en torno a la privatización periférica de YPF SE. En el segundo, se identifican y analizan las consecuencias que el cambio en la orientación de la intervención económica estatal tuvo sobre el mercado de hidrocarburos y en especial sobre el desempeño de las empresas privadas que operaban en él. De esta forma, se pretende corroborar cómo, a pesar de aplicarse todas las reformas estructurales sugeridas por el nuevo consenso neoliberal, se generaron condiciones que facilitaron la persistencia del APA durante los años noventa.

Conformación y difusión de un APA en torno a la privatización periférica de YPF, 1976-1988¹

A mediados de 1976 se produjo un giro en la orientación de la intervención económica estatal en materia petrolera basado en el principio de subsidiaridad del Estado, que obligaba a YPF SE a implementar un programa de exploración y extracción petrolífera con una mayor participación de contratistas privados. El objetivo manifiesto del cambio en la política petrolera era alcanzar rápidamente la metas propuestas por el gobierno en materia de producción de crudo, un insumo clave para la producción de energía local. Por eso se convocó a las empresas privadas mediante licitación pública, a explotar algunos yacimientos en actividad con la condición de anticipar la extracción de las reservas de petróleo, e incluso lograr un incremento sustantivo de las mismas en el mediano plazo. De esta forma, en el área continental se licitaron zonas sobre las que no había incertidumbre acerca de la existencia de petróleo, situación que benefició a las compañías privadas, en tanto redujo significativamente el riesgo de la operación.

Los criterios considerados para seleccionar las ofertas fueron dos: en primer lugar, la cantidad de producción comprometida por las empresas en base a un nivel básico fijado previamente por YPF SE en función de la curva de extracción existente al momento de la convocatoria; en segundo lugar, el precio propuesto por las empresas para venderle el petróleo extraído a la firma estatal. Además, en la licitación se establecía una importante distinción entre la denominada producción básica (equivalente a la ofrecida por la empresa para cada área) y la producción excedente. Como la intención era premiar la

¹ Un tratamiento exhaustivo de este proceso se encuentra en Castellani (2006), capítulo VIII.

mayor extracción antes que el mejor precio, se establecieron valores diferenciales para cada tipo de producción (mayores en el caso de la excedente) y se fijó un sistema de multas ante la eventualidad de que la firma adjudicataria no cumpliera con el compromiso de extracción original. Llamativamente, varias de las petroleras que se presentaron a la licitación ofertaron niveles de producción básica muy superiores a los establecidos como parámetro orientativo por la empresa estatal, que a juicio de los expertos, resultaban muy poco creíbles (cuadro 1).

Cuadro 1: Producción y número de pozos recibidos por los contratistas entre 1977 y 1980 (a la fecha de cesión)

Nº	Yacimientos	Contratistas	Fecha de inicio	Producción (m ³ /día)	Pozos
1	25 de Mayo-Medanito	Pérez Companc-Bridas	20-10-77	2.845	221
2	Medianera	Vial del Sur-Decavial	01-12-77	199	28
3	Centenario	Pluspetrol	05-12-77	461	34
4	Cañadón Seco	Astra	13-01-78	286	69
5	Piedra Clavada	Bridas-Pérez Companc	16-01-78	506	50
6	Neuquén del Medio	El Carmen	28-02-78	15	2
7	Al sur de la Dorsal	Bridas-Ryder Scott	10-04-78	68	24
8	El Cordón	Bridas-Pérez Companc	26-05-78	270	88
9	Al Norte de la Dorsal	Quitralcó - Cadipsa	06-06-78	85	14
10	Rinconada- P. Morales	Tesca	22-06-78	47	13
11	Meseta Espinosa	Astra-Evangelista	27-06-78	325	103
12	Chañares Herrados	Héctor Lapeyrade	05-07-78	32	10
13	Río Tunuyán	Astra	01-08-78	75	21
14	Refugio Tupungato	Petrolera San Jorge-Supercemento	01-09-78	420	42
15	Koluel Kayke	Pérez Companc	09-09-79	550	100
16	Cerro Tortuga-Las Flores*	Auspetrol*	10-08-79	91	29
17	Anticlinal Campamento	Pluspetrol	03-10-79	83	30
18	P. Castillo-La Guitarra	Pérez Companc-SADE	12-10-79	557	95
19	Ramos	Pluspetrol-Techint-Socma	03-02-80	140	3
20	Manantiales Behr	Amoco	06-06-80	500	165
21	P. Coloradas-E. Intermedia	Inaltruco-Evangelista	31-07-80	465	57
Total				8.020	1.198

Fuente: Elaboración propia en base a Scalabrini Ortiz (1989), p. 33, con datos proporcionados por YPF SE.

A pesar de las objeciones planteadas por diversos organismos fiscalizadores y de las sospechas que generaba entre los entendidos la fuerte discrepancia existente entre los niveles de extracción estimados por YPF SE para las diversas áreas licitadas y los ofertados por las empresas petroleras que se presentaron a la licitación, en el transcurso de 1977 se adjudicaron las primeras áreas de explotación. A lo largo de los años subsiguientes (y hasta 1980), se fueron incorporando nuevos yacimientos concretando la firma de veintiún contratos de concesión por un total de 1.198 pozos petroleros, descubiertos y explotados hasta ese momento por YPF SE, con una producción de petróleo diaria total de aproximadamente 1.200 m³ y una reserva estimada en 46 millones de m³. Esta cesión benefició a una veintena de empresas petroleras privadas, entre las que se destacan por la cantidad de contratos obtenidos: Bidas, Pérez Companc y Astra, que además, en muchos casos, operaban los yacimientos en forma conjunta.

Entre fines de 1980 y principios de 1981 todas las empresas presentaron formalmente ante YPF SE un pedido de renegociación de los contratos, argumentando dificultades para cumplir con la producción comprometida y retrasos en los precios pactados originariamente que, a juicio de las contratistas, resultaban insuficientes para garantizar la rentabilidad de la actividad. Sin embargo, entre 1977 y 1981, las rentabilidades de las tres firmas privadas más importantes del sector, tanto medidas sobre ventas como sobre patrimonio, fueron positivas (excepto para el caso de Astra, en el año 1978), tal como se desprende de los datos presentados en los cuadros 2 y 3.

Cuadro 2: Evolución de la rentabilidad sobre ventas de las empresas Astra, Bidas y Pérez Companc, 1977-1981

Empresas	1977	1978	1979	1980	1981
Bidas	11.8	12.9	7.7	7.0	5.1
Pérez Companc	26.2	22.4	10.5	11.2	3.2
Astra	15.1	(5.4)	2.1	1.3	4.3

Fuente: Elaboración propia en base a *Prensa Económica*, Número Especial, varios años.

Cuadro 3: Evolución de la rentabilidad sobre patrimonio de las empresas Astra, Bidas y Pérez Companc, 1977-1981

	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Bidas	8.9	19.8	14.0	7.4	6.9	s/d
Pérez Companc	26.3	29.3	23.2	14.8	13.6	3.3
Astra	27.9	15.9	(7.5)	4.0	3.4	5.0

Fuente: Elaboración propia en base a *Prensa Económica*, Número Especial, varios años.

A partir de 1981, se desató una fuerte puja para garantizar la renovación de los contratos incorporando nuevas condiciones sumamente ventajosas para las firmas contratistas, que finalmente fueron aprobadas en marzo de 1983. Entre estas nuevas pautas de contratación que beneficiaron a las contratistas privados, se destacan:

- El establecimiento de un nuevo nivel de producción básica, sustancialmente menor al volumen de extracción que las empresas mantenían antes de la renegociación.
- La fijación de precios más elevados para la producción básica (ahora reducida por la cláusula anterior) que significó un aumento promedio del orden del 86,4% en los precios (pasando de 26,1 a 48,7 dólares el m³).
- La condonación de las multas por incumplimiento en la producción básica comprometida originariamente en los contratos, por un total aproximado de 40 millones de dólares.
- El incremento de los precios por producción excedente, que se ubicaron en promedio, por encima de los 140 dólares por m³.

A pesar de que los contratos renegociados incluían una cláusula que facultaba al nuevo gobierno constitucional a realizar una revisión de las condiciones establecidas en la renegociación, durante 1984 se convalidaron los contratos respetando las pautas acordadas durante el gobierno anterior. Es más, a lo largo de la gestión radical se fueron renovando los contratos, e inclusive, se diseñaron nuevos proyectos petroleros² (Plan Houston I y II, Plan Olivos y Petroplan) que profundizaron la orientación de la política de privatización periférica diseñada anteriormente. Tal es así, que se llegó a proponer la libre disponibilidad de crudo por parte de las petroleras privadas y se terminó fijando un precio para el petróleo extraído por las contratistas, en un nivel cercano al 80% del precio internacional, muy por encima del costo de explotación de YPF SE (cuadro 4).

² En 1985, se lanzó el Plan Houston I, que profundizaba los lineamientos de la política petrolera establecida en la dictadura buscando incorporar a empresas trasnacionales al sector del *upstream*, pero sobre todo a la extracción de crudo. Luego de que este plan fracasara, hacia 1987 se lanza el Plan Houston II, flexibilizándose en favor de los contratistas del *upstream* de YPF SE, las normas establecidas en el Houston I en lo que respecta a condiciones de comercialización, formas de pago y el sistema de asociación con YPF SE. Ahora el Estado explotaba algunas áreas marginales absorbiendo el mayor riesgo que esa inversión suponía frente a las áreas centrales, principalmente en concesiones contractuales de los principales agentes locales. Al mismo tiempo, se lanzaron entre mediados de 1987 y principios de 1988, dos nuevos planes: el Olivos I y II. El objetivo principal era aumentar la producción de yacimientos concesionados que se encontraban en explotación, para paliar la crisis energética de entonces. De esta manera, estos nuevos planes incrementaban los precios renegociados en los contratos en 1983 para la producción excedente, tratando de acercar los precios pagados a los contratistas a los precios internacionales.

Cuadro 4: Evolución de los precios abonados a los contratistas entre 1983 y 1988 (en U\$S/m³)
a) Contratos renegociados durante el “Proceso”

Yacimientos	Contratista	Marzo 1983	Abril 1983	% Variación Abr / Mar 83	Dic. 83	Dic. 88	% Variación Dic.88 / Dic.83
Cañadón Seco-Meseta Espinosa	Astra Evangelista	40.38	92.06	127.98	103.29	159.61	+54.5
Piedra Clavada	Bridas-Pérez Companc	36.89	66.91	81.38	81.33	117.10	+44.0
El Cordón	Bridas-Pérez Companc	44.75	88.31	97.34	100.19	133.49	+33.2
Koluel Kaike	Pérez Companc	32.06	45.15	40.83	62.92	82.95	+31.8
Manantiales Behr	Amoco	15.92	53.71	237.37	78.08	119.96	+53.6
Pampa del Castillo	Pérez Companc-SADE	30.76	41.46	34.79	66.84	90.65	+35.6
Anticlinal Campamento	Pluspetrol	21.65	52.08	140.55	68.63	85.48	+24.6
Lindero Atravesado	s/d	31.06	44.34	42.76	81.52	100.83	+23.7
Centenario	Pluspetrol	35.94	71.38	98.61	102.40	132.61	+30.8
Neuquén del Medio	Petroleroa El Carmen	30.60	55.29	80.69	57.98	91.18	+57.3
Al Norte de la Dorsal	Quitralcó-CADIPSA	36.59	44.79	22.41	84.34	119.96	+42.2
Al Sur de la Dorsal	Bridas-Ryder Scout	19.07	34.72	82.07	82.47	115.95	+40.6
Catriel Oste	s/d	32.93	52.08	58.15	63.82	78.95	+23.7
25 de Mayo-Medanito	Pérez Companc-Bridas	31.37	40.63	29.52	72.84	86.35	+18.5
Medianera	Decovial-Vial del Sur	42.72	90.34	111.47	99.69	80.30	-19.4
Chañares Herrados	Lopeyrade	18.13	34.90	92.50	79.21	103.96	+31.2
Río Tunuyán	Astra	22.60	42.02	85.93	58.66	82.22	+40.2
Refugio Tupungato	Petrolera San Jorge – Supercimiento	40.18	63.54	58.14	71.04	87.63	+23.3
Cañadón Amarillo	s/d	s/d	47.55	s/d	70.83	79.26	+11.9
Piedras Coloradas	Inaltruco-Evangelista	s/d	s/d	s/d	55.2	138.96	+151.7

b) Contratos renegociados entre 1983 y 1988 (en U\$\$/m³)*

	Contratista	Dic. 83	Dic. 88	% Variación
La Ventana	Amoco	28.8	85.48	+196.8
Entre Lomas	Pérez Companc	48.1	108.30	+125.2
Ramos	Pluspetrol-Techint-SOCMA	34.9	82.19	+135.5

Fuente: Elaboración propia en base a Scalabrini Ortiz (1989), pp. 33 y 34, con datos suministrados por YPF.

Nota: (precios a partir de la renegociación de abril de 1983) y los posteriores (decretos nro. 3870/84, nro. 5/85 y nro. 145/85) y decreto nro. 1812/87 (plan Olivos).

Los nuevos ajustes de precios surgidos de las diversas renegociaciones encaradas desde 1982, generaron importantes y muy dispares consecuencias sobre la situación de las diversas empresas privadas involucradas y sobre la petrolera estatal. Si se toma el caso de las tres firmas privadas más importantes del sector (aquellas que accedieron a numerosos contratos y a las mejores áreas de explotación), se observa que todas ellas lograron incrementar sustantivamente su tasa de participación en el monto total de utilidades generadas por la cúpula empresaria integrada por las cien firmas privadas de mayor facturación entre los años considerados (de excepcional magnitud para el caso de Astra) y aumentaron su participación en las ventas globales de la muestra (cuadro 5). Además ascendieron vertiginosamente dentro de la cúpula pasando, en el caso de Bidas, de la posición 40, en el año 1976, a la 16, en 1988; de la 49 a la 29, en el caso de Pérez Companc, y de la 251 a la 40, en el de Astra. Entre 1976 y 1987, las contratistas recibieron ingresos netos (es decir, descontando costos operativos e inversiones realizadas) por 846 millones de dólares por la venta de 35,4 millones de m³ de petróleo a la petrolera estatal. Por esta producción, YPF SE pagó un total de 1.742 millones de dólares, cuando producir por su cuenta esa misma cantidad de crudo, le hubiera costado aproximadamente unos 896 millones. La diferencia entre ambas cifras (846 millones) fueron transferidos a las empresas privadas a través de los negocios de concesión; y esto sin considerar los 2.600 millones de dólares transferidos en concepto de reservas comprobadas al momento de la adjudicación y por inversión en infraestructura instalada para operar los pozos (Scalabrini Ortiz, 1989).

Cuadro 5: Evolución de las tasas de participación en la generación de las ventas y utilidades totales de la cúpula empresaria de las firmas Astra, Bridas y Pérez Companc. Años 1976-1979-1983-1988

Empresas	1976	1979	1983	1988	% Variación 1988/1976
Bridas					
% ventas	0,9	0,9	0,7	1,5	69,7
% utilidades	1,6	1,4	3,0	3,5	116,1
Pérez Companc					
% ventas	0,8	0,7	0,9	0,9	13,3
% utilidades	2,5	1,5	1,3	8,1	225,9
Astra					
% ventas	no figura	0,4	1,3	0,7	66,9*
% utilidades	no figura	0,2	0,6	1,8	909,8

Fuente: Elaboración propia en base a los datos de balance publicados en los *ranking* empresarios de *Prensa Económica*, número especial, año 1977, 1980, 1984 y 1989.

* Variación 1988/1979

Las consecuencias de la política de precios aplicada para la petrolera estatal fueron devastadoras. No sólo se vio obligada a adquirir el petróleo de las contratistas a un precio muy superior al de sus propios costos de producción, sino que, además, como resultado de las políticas tarifarias aplicadas por los sucesivos gobiernos, debía venderle a las firmas comercializadoras (Esso y Shell) ese mismo petróleo a precios inferiores a los de compra (cuadro 6). Si bien en algunos períodos, la diferencia entre los precios pagados a los contratistas y los cobrados a los comercializadores fue compensada por el Tesoro Nacional, en última instancia fue el Estado el que sostuvo los precios diferenciales que privilegiaban a los contratistas y perjudicaban a la petrolera estatal. El mantenimiento de esta política de precios llevó a una situación completamente insólita para una empresa petrolera: la existencia de consecutivos quebrantos operativos, es decir, ingresos por ventas inferiores a egresos por costos de producción (cuadro 7). A esto se le sumó la existencia de un permanente resultado financiero negativo, producto de la política de endeudamiento externo a la que fue sometida la empresa estatal durante los últimos años de la dictadura para sostener los mecanismos de valorización financiera de capital.³ Esta situación, sumada a la anterior, provocó la persistencia de elevadas tasas negativas de rentabilidad sobre ventas, que recién se pudo recomponer hacia fines de los años ochenta.

³ En una sucinta pero precisa caracterización de estos mecanismos, Basualdo (2000) afirma que “[...] desde 1979 en adelante cuando, en el marco de un tipo de cambio decreciente en el tiempo confluyen la Reforma Financiera con la apertura externa en el mercado de bienes (importadora) y el mercado de capitales (endeudamiento externo), el grueso del endeudamiento de las grandes firmas no se orientó prioritariamente, a posibilitar la actividad específica de la firma, sino que se destinó [...] a la realización de colocaciones financieras en el mercado interno e internacional. Esta operatoria le permitió al capital oligopólico obtener una ingente renta que, en buena medida, se canalizó hacia el exterior, desvinculándose del proceso económico local. Más aún, ese es uno de los destinos importante de endeudamiento externo, sino en muchos casos del interno e incluso de una parte de las utilidades obtenidas en el desarrollo de su actividad económica”, pp. 28 y 29.

Cuadro 6: Precio de compra de YPF a contratistas de producción privados y de venta a las refinерías ESSO y SHELL (U\$S/m³). Abril 1989

Yacimientos concesionados	Precio de compra	Precio de venta a ESSO y SHELL	Diferencia
Cañadón Seco	60.2	22.0	(38.2)
El Cordón	50.4	21.8	(28.6)
Centenario	50.0	23.6	(26.4)
Norte de la Dorsal	43.8	23.7	(20.1)

Fuente: Elaboración propia considerando los datos de Scalabrini Ortiz (1989) pág. 40, en base a los registros de YPF y Secretaría de Energía.

Cuadro 7: Evolución de los resultados operativos de YPF (en millones de U\$S, cotización oficial, consolidados a diciembre de 1986). Años 1981-1986

Año	Ingresos	Egresos	Resultado operativo
1981	2697.7	4838.1	(2140.4)
1982	2229.8	4066.6	(1836.7)
1983	2981.8	5023.4	(2041.6)
1984	2704.0	2797.9	(93.9)
1985	3549.3	4075.4	(526.1)
1986	3164.5	3339.4	(174.9)

Fuente: Elaboración propia considerando los datos publicados en *Mercado*, 30 de julio de 1987, pág. 50, en base a datos de la SIGEP.

En síntesis, a doce años de iniciada la privatización periférica los resultados eran más que desalentadores para el funcionamiento del mercado de hidrocarburos: estancamiento de la producción y de las reservas (las nuevas habían sido incorporadas sólo por YPF SE), fuertes déficit operativos para la petrolera estatal y condiciones privilegiadas de acumulación para un reducido grupo de empresas privadas.

Reformas estructurales y mantenimiento del ámbito privilegiado de acumulación en el mercado de hidrocarburos entre 1989 y 1999

Con la llegada al gobierno del presidente Carlos Menem en 1989, la intervención económica estatal se reorientó en base a los principales lineamientos del neoliberalismo. Luego de la experiencia hiperinflacionaria de 1989, el gobierno asumió que debía enviar señales muy claras a la comunidad financiera internacional de que asumiría el pago de la deuda, y de que se iban a implementar reformas estructurales que permitieran una “libre competencia de mercado” garantizando una “retirada del Estado” en la planificación y regulación de la economía local. En este escenario, las primeras medidas estuvieron orientadas a lograr un creciente ajuste estructural de las cuentas públicas, un aumento de tarifas y un congelamiento de precios y salarios para detener el proceso inflacionario.

Para cumplir con la “retirada del Estado” de la economía, comenzó un profundo proceso de reorientación de la intervención económica estatal, que tuvo como punto de partida la privatización de las

principales empresas públicas. Teniendo esto en cuenta, el objetivo de este apartado es determinar qué sucedió con el APA generado en torno al funcionamiento de YPF SE cuando se puso en marcha el proceso de privatización de la empresa pública y se produjo un rotundo cambio en la orientación de la intervención económica estatal sobre el mercado de hidrocarburos. Para ello se analizarán, en primer lugar, las principales modificaciones en la intervención estatal sobre el sector; en segundo término se establecerán las características más relevantes que imprimieron estas modificaciones sobre el mercado de hidrocarburos, y en especial sobre el desempeño de las firmas más importantes, para finalmente, establecer la existencia de factores que dan cuenta de la persistencia del APA durante los años noventa.

Los cambios en la orientación de la intervención económica estatal: privatización de YPF, desregulación de los precios y apertura comercial

En consonancia con los principales reclamos esgrimidos por los empresarios que operaban en el sector,⁴ los cambios más relevantes en la orientación de la intervención económica estatal sobre el mercado de hidrocarburos fueron la privatización de la petrolera estatal, la desregulación de los mecanismos de fijación de precios y la apertura comercial. La privatización de YPF SE, fue un proceso largo y complejo que se desarrolló entre 1989 y 1999 y que puso fin a décadas de primacía del Estado en la producción de hidrocarburos dando inicio a la conformación de un poderoso oligopolio privado integrado por varias de las empresas que desde la dictadura venían operando como contratistas de la petrolera estatal. La política de desregulación, también iniciada en 1989, transfirió la potestad de fijar los precios del petróleo y sus derivados desde el Estado hacia el “nuevo” oligopolio privado. Finalmente, la apertura comercial, junto con la libre disponibilidad del crudo que traía aparejada, produjo un incremento notable de las exportaciones a la par de una inusitada caída de las reservas de este valioso recurso no renovable.

El proceso de “desmonopolización” de mercado y privatización de la petrolera estatal, puede ser organizado para su análisis en tres etapas.

⁴ Ya hacia mediados de 1988, eran innegable que las demandas de los empresarios del sector apuntaban a replegar la intervención estatal para dejar paso a la implementación de reformas de mercado. En ese imaginario, las reformas posibilitarían ampliar los niveles de productividad y acrecentarían las inversiones de riesgo asegurando el autoabastecimiento energético. Por aquel entonces, en una reunión organizada por la Facultad de Ciencias Económicas de la UBA, el vicepresidente de Pérez Companc y Presidente de la Cámara de Empresas Petroleras Argentinas (CEPA) Oscar Vicente, aseguraba que “la desregulación del mercado del petróleo implica el aporte de capital privado para la recuperación de áreas sub-explotadas y la libre disponibilidad del crudo para su venta, lo cual puede aportar grandes beneficios para el país en los próximos diez años”. (Revista *Petrotecnia*, nro. 7, Julio de 1988)

Por su parte, el entonces presidente de YPF, Daniel Montamat argumentaba (a partir de la misma reunión) en favor de las reformas: “la Argentina esta padeciendo la crisis y el agotamiento de un modelo económico cuyas características básicas han sido el encerramiento, una estrategia de crecimiento orientada hacia los mercados internacionales y la hiperegulación de la economía. La contracara de este modelo agotado ha sido el sobre-dimensionamiento del Estado, que con el tiempo se ha hecho crónicamente deficitario. En este contexto YPF ha tenido que actuar dentro del sector público como empresa que se corresponde con un objetivo macroeconómico (...), siendo un monopolio débil que ha terminado siendo la variable de ajuste de muchos desajustes macroeconómicos del país.” (Revista *Petrotecnia*, nro. 7, julio de 1988)

En la primera (que abarca desde la sanción de las primeras leyes de reforma estructural de septiembre de 1989 hasta la desregulación total del mercado, en enero de 1991) se establece una primera batería legislativa de leyes y decretos que permiten avanzar en la desregulación del sector, y que habilitaron la reconversión de los contratos petroleros que los agentes privados tenían con YPF hasta ese momento (muchos de ellos originados durante la última dictadura militar y en el gobierno del Dr. Alfonsín, aunque algunos pocos también se remontan al gobierno del Dr. Frondizi a fines de los años cincuenta).

En este sentido, la Ley de Reforma de Estado (23.696/89) abrió el proceso de transformación estructural del sector con una nueva renegociación de los contratos. La legislación les aseguraba a los agentes privados un mayor poder de decisión sobre las reservas de los pozos licitados, en tanto los antiguos contratos de explotación y de extracción de crudo se reconvirtieron en contratos de concesión o asociación por un lapso de veinticinco años, a los que se sumaba una ventaja adicional: la libre disponibilidad de los productos obtenidos (decreto 1212/89).⁵ El proceso de reconversión de los veinticinco contratos que eran susceptibles de ser tratados implicó un alto grado de poder discrecional en un grupo reducido de funcionarios para negociar las condiciones de transferencias a las empresas privadas de activos de gran valor. So pena esta situación, se ha estimado que “para 4 áreas consideradas (que representaban apenas el 18% de la producción total de los contratos reconvertidos) una pérdida para el Estado de 150 millones de dólares” (Gadano y Sturzenegger, 1997, citado en Gadano, 1998: 21).

En una segunda etapa, que podríamos situarla entre enero de 1991 (inicio de la desregulación de precios) y mediados de 1993 (privatización de YPF SE), se buscó reestructurar la empresa para darle un perfil más acorde al de una firma privada para poder encarar el proceso de privatización. En virtud de este objetivo, se fraccionó la empresa en diferentes unidades de negocios vendiéndose por separado aquellos activos que eran considerados no-estratégicos para la nueva morfología empresarial que se deseaba para YPF. El decreto 2.778/90 impulsaba el Plan de Transformación Global que convirtió la petrolera estatal en una sociedad anónima y estableció un calendario de venta de activos. En su artículo 18 reconfiguraba el mercado distinguiendo dos tipos de unidades a licitar: las del *upstream*⁶ y las del *Downstream*.⁷ De esta manera se presentó la estructura legal para la enajenación de activos y reservas⁸ que la nueva YPF se desprendería por considerar como no-estratégicos.⁹

⁵ Paralelamente, la Ley de Emergencia Económica (23.697/1989) profundizó los cambios estructurales en el sector: suspendió los subsidios y los descuentos tarifarios a la industria, desafectando el Fondo Nacional de Energía, y desalentó el control estatal de precios hasta que el mercado estuviera completamente desregulado. Por último, esta ley fijó los lineamientos generales sobre las regalías petroleras que el Estado recibiría una vez privatizada YPF SE.

⁶ Se denomina *upstream* al segmento industrial que se ocupa de la extracción del producto. En cuanto al mercado de hidrocarburos, incluye los trabajos de exploración, perforación, explotación hasta su entrega a las refinerías, plantas de proceso y fraccionamiento.

⁷ Se denomina *downstream* a las actividades que cubren los últimos tramos del proceso industrial. En el caso del mercado de hidrocarburos, estas incluyen la refinación de petróleo crudo, y la separación, fraccionamiento, distribución y comercialización de los productos obtenidos a partir de la misma.

⁸ La valuación de las reservas de petróleo y gas de YPF SA estuvo encargada a la consultora internacional Gaffney, Cline y Asoc., siendo fuertemente subvaluadas: la estimación de las mismas por parte de la consultora fueron un 28% inferior para

En el segmento del *upstream* se transfirieron al sector privado importes activos de las áreas centrales de YPF. Mediante el decreto 1.216/90 se convocó a las empresas privadas para una precalificación para acceder en forma asociada al 50% de las reservas recuperables de petróleo y gas en cuatro áreas centrales. De esos contratos de asociación resultaron adjudicatarios cuatro consorcios de empresas, de los cuales tres estaban conformados por algunas de las mismas firmas que desde el comienzo de la privatización periférica de YPF SE habían sido sus contratistas, aunque esta vez se presentaban asociadas a importantes multinacionales: el yacimiento Vizcacheras (Mendoza) fue adjudicado a Pérez Companc (en asociación con Occidental Exploration of Argentina); El Tordillo (Chubut) a Tecpetrol (con Santa Fe Energy); y Puesto Hernández (Neuquén y Mendoza) a Astra (en asociación con REPSOL). El restante yacimiento, El Huemul (Santa Cruz), quedó en manos de Total Austral (de Francia). En un segundo momento, se privatizaron los derechos de exploración a concesionarias privadas de las cuencas Noroeste y Austral que estaban reservados para YPF SE. En cuanto a la explotación, se otorgó un 50% en calidad de asociación a empresas privadas¹⁰ (De Dicco, 2004). Al mismo tiempo, entre 1990 y 1991 de las 105 áreas marginales se adjudicaron otras 86 áreas marginales por un total de 470 millones de dólares. (Kozulj, 2002)

En el segmento del *downstream*, se privatizaron las refinerías de San Lorenzo, Dock Sud, Campo Durán, Luján de Cuyo, La Plata y Plaza Huincul, además de que se enajenaron importantes activos de la flota naval, de los talleres navales, puertos y otras plantas de la petrolera estatal.¹¹

Este proceso de enajenación de reservas y venta de activos considerados no-estratégicos para la nueva morfología que YPF iba adquiriendo, implicó un ingreso para el Estado de 2.059 millones de dólares por todo concepto (Kozulj, 2002), y al mismo tiempo una caída del 40% en las reservas de YPF SA y de un 25% en la producción de petróleo crudo, entre 1991 y 1993 (YPF, Memoria de YPF 2004).

Por último, la tercera etapa (que podría ceñirse estrictamente al proceso de privatización propiamente dicho) comienza en septiembre de 1992 y finaliza a mediados de 1993. Una vez que la empresa

el petróleo y el gas respecto a la reconocida oficialmente con anterioridad (Kozulj, 2002). De esta manera, los concesionarios realizaron menos desembolsos de lo que costaba realmente la empresa: los activos de YPF SA se estiman en no menos de 20.000 millones de dólares a pesar de una valorización de esta consultora le atribuye entre tres y cuatro mil millones. Sin embargo el decreto 2.778/90 estima en sólo 1.170 millones de dólares el capital social. (Kozulj y Bravo (1993), citado en Azpiazu, 2002: 168).

⁹ Cabe destacar que el proceso de análisis y propuesta de la transformación de la YPF SE fue delegado en la consultora internacional McKinsey. Este proyecto incluía la venta de activos de la empresa, la asociación con empresas privadas para la explotación de algunas áreas y la racionalización de la plantilla de trabajadores petroleros: de un total de 51 mil empleados al finalizar 1990 pasó a 7.500 tres años después, implicando una reducción de la nómina salarial de 51 millones de dólares a 17 millones a finales de 1993. En este aspecto, desde el Estado se buscó redimensionar YPF a través de la desinversión en determinados activos que según la consultora, eran no estratégicos pero que a través de su venta, podían potenciar su valor económico. De esta manera, “el discurso parecía mucho más profesional y menos improvisado que la venta de reservas, que hasta la fecha se venía realizando por motivos mas presupuestarios que por cuestiones estratégicas. YPF se iba a quedar, luego de la desinversión planificada, con alrededor del 50% del mercado de crudo” (Montamat, 2005: 49).

¹⁰ Cuencas que eran explotadas por YPF SE.

¹¹ Todas estas ventas de activos como los contratos de las cuencas nombradas se desarrollaron entre 1991 y 1992, siguiendo el cronograma presentado en el decreto 2.408 de 1991.

estatal había sido reestructurada a semejanza de una petrolera privada, quedaba cerrar el proceso haciendo cotizar las acciones de YPF en los mercados bursátiles. En septiembre de 1992 se sancionó la Ley 24.145 de Federalización de los Hidrocarburos. A partir de esta ley, el Estado se reservaba el 51% de las acciones de la nueva sociedad anónima que se constituiría en reemplazo de la sociedad estatal (YPF SA) y se creaba el “patrimonio desafectado de YPF”, haciendo cargo el Estado de todas las deudas de la empresa contraídas hasta el 31 de diciembre de 1990.¹² El 29 de junio de 1993 las acciones de YPF comenzaron a cotizar en la bolsa local. Por el 43,5% de las acciones se recibieron un total de 3.040 millones de dólares frescos, a razón de 19 dólares por acción. Considerando la valuación que desde el Ministerio de Economía se fijó para cada acción, no caben dudas que fueron fuertemente subvaluadas (De Dicco, 2004; Kozulj, 2002; Montamat, 2005, Azpiazu, 2002).¹³ La muestra más clara de esta situación es que inmediatamente después de lanzadas al mercado, exactamente un día después, las acciones valían un 13,9% más, llegando a cotizar en la Bolsa de New York a 21,87 dólares por acción. (*La Nación*, 30 de Junio de 1993). Esto supuso una transferencia neta de recursos a los flamantes accionistas de YPF de alrededor de 420 millones de dólares.

El Estado Nacional se fue desprendiendo por esta vía del 80% de su paquete accionario (a pesar de que la ley sancionada el año anterior establecía que el Estado Nacional debía reservar para sí el 51% de las acciones). Como consecuencia de este proceso de desprendimiento de las acciones estatales, hacia 1993 la participación accionaria quedó conformada de la siguiente manera: 20% más la acción de oro¹⁴ para el Estado Nacional; 12% para las provincias; 10% para el personal de YPF SA; 12% para el sistema previsional; y 46% para los accionistas privados (De Dicco, 2004)

Finalmente, en 1995 se dictó la Ley 24.474 (que modificaba a la Ley 24.145 de 1992) habilitando al Estado Nacional a quedarse con al menos una acción de la empresa. En este sentido, antes de ser vendido el 98,3% de las acciones a Repsol en 1999, el proceso de desvinculación de los organismos públicos de la petrolera fue cada vez mayor. La conformación accionaria hacia finales de la década quedaría entonces del siguiente modo: para el Estado Nacional el 15% más la “acción de oro”; 4,6% para

¹² Concretamente, el artículo 9 de esta ley planteaba que: “El Estado Nacional asumirá todos los créditos y deudas originadas en causa, título o compensación existente al 31 de diciembre de 1990, que no se encuentren reconocidos como tales en los estados contables de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado a dicha fecha, que fueran auditados por la Sindicatura General de Empresas Públicas, como también toda contingencia, reconocida o no en dichos estados contables, generada por hechos ocurridos y/o en operaciones celebradas a dicha fecha”

¹³ No caben dudas que este proceso deber ser analizado en correlación con la política macroeconómica que el gobierno estaba implementando en el marco del Plan de Convertibilidad, y en virtud también de la extrema necesidad de conseguir financiamiento “fresco” por parte del Estado. A pesar de reconocer esta relación, dar cuenta de este proceso excede el propósito de este trabajo.

¹⁴ Se denomina acción de oro a aquellas acciones que tienen derechos especiales de voto. Es decir que quienes la posean, tienen un poder especial con respecto a los demás accionistas. En el caso de las privatizaciones de empresas públicas, los Estados Nacionales suelen reservarse estas acciones para tener ciertos derechos y controlar decisiones estratégicas de la sociedad privatizada.

las provincias; 0,4% para el personal de YPF; 5% para Repsol; y 75% para accionistas privados¹⁵ (De Dicco: 2004).

Pero el debilitamiento de la incidencia del Estado sobre el sector no finalizaba con la privatización de la petrolera estatal: la intervención avanzó “reestructurando” el mercado a través de la desregulación de la oferta primaria y secundaria de petróleo. Se entendía (tanto desde los sectores empresarios¹⁶ como desde los funcionarios de la Secretaría de Energía¹⁷), que la retirada del Estado mejoraría la competitividad del mercado, permitiendo la adecuación de los precios internos a los internacionales

En esta dirección, la sanción del decreto 1.055/90 definió la necesidad de aumentar la productividad total del mercado a través de reactivar la explotación de hidrocarburos mediante un “necesario proceso de desregulación”. De esta manera, el cambio en la orientación de la intervención económica estatal afirmaba la intención de traspasar los mecanismos de control de la oferta y los de fijación de precios a los mecanismos de “mercado”. Esto se concretó con el decreto 1.212/90 mediante el cual el Estado transfirió al “mercado” la potestad de la fijación de los precios, las cantidades asignadas por empresa, los valores de las transferencias, y las bonificaciones a los actores perjudicados en las distintas etapas de la industria, completando así el proceso de desregulación. De esta forma, se buscaba no sólo que los precios domésticos se ajustaran a los internacionales, sino también que la fluctuación de los primeros reflejaran la evolución de los segundos.

¹⁵ Nótese que mientras en 1993 las acciones para el sistema previsional representaban un 12% del total, cinco años más tarde estas habían sido vendidas en su totalidad.

¹⁶ En una nota publicada en 1988 en el diario *Ámbito Financiero*, Ricardo Gruneisen, presidente de la petrolera ASTRA, aseguraba que “es precisamente la iniciativa individual, la empresa privada y la competencia quienes han hecho crecer las nacionales y les han dado prosperidad. (...) La empresa privada al arriesgar sus propios recursos elimina por sí misma la ineficiencia, la haraganería o la mendacidad y, por una simple razón de supervivencia, no puede caer en el facilismo burocrático de los nombramientos excesivos. El sector público caro e ineficaz ha arrastrado a muchos países de América Latina, África y Asia a la quiebra económica. (...) El intervencionismo estatal frena el desarrollo de los países y debilita su credibilidad y su confianza en el plano interno y externo. Con ello retrasa el establecimiento de una democracia fuerte y auténtica que solo podrá obtenerse con la empresa privada eficiente y organizada, con disciplina y con trabajo”. (*Ámbito Financiero*. 12 de julio de 1988, pág. 18)

¹⁷ Julio Cesar Aráoz, secretario de Energía de la Nación entre 1989-1991, anticipaba ya en 1989 cual sería el rol del Estado y su intervención económica en el mercado de hidrocarburos, a partir de la desregulación sectorial: “Existen evidencias sobradas acerca del agotamiento del régimen regulatorio. Una profunda crisis de reservas y producción, la reciente pérdida de energía en los yacimientos por una explotación ineficiente, un rígido sistema de precios administrados para el *downstream* y una cultura política notablemente inconsistente con las necesidades del sector contribuyen a dibujar un panorama dramático. El sector en síntesis, era incapaz de generar los fondos necesarios para incentivar las actividades que le son inherentes, sobre todo las de exploración, producción y refinación. Existe consenso en cuanto a señalar como fuente del mismo el elevado grado de intervención estatal, en toda la cadena productiva. Esta intervención se manifiesta en el carácter de firma dominante, cuasi monopolística en algunos tramos y monopolísticas en otros de la empresa petrolera estatal, 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. La trama burocrática engendrada por el sistema resultó incompatible con cualquier tipo de racionalidad económica, creando un conjunto de subsidios y distorsiones que por una prologada etapa desincentivaron la producción eficiente y las decisiones empresarias sanas y operativas” (Salas, 2008: 99)

El último bastión de los reclamos empresarios estaba relacionado con la apertura comercial externa para garantizar la libre disponibilidad de crudo.¹⁸ Esto permitiría, según sus defensores, incentivar la exploración y explotación petrolífera. Ya a comienzos de su gestión, el gobierno de Menem implementó medidas en esta dirección; en el decreto 1.055/89 se aseguraba que las empresas ganadoras de las licitaciones públicas de extracción y producción de crudo tendrían libre disponibilidad para la comercialización de los hidrocarburos obtenidos, tanto en el mercado interno como en el externo. A su vez, este decreto establecía que el Estado no intervendría en el control del abastecimiento del mercado interno, ni cobraría derechos de exportación a los operadores privados. Complementariamente, en el decreto 1.212/89 se establecía que tanto para la importación de petróleo crudo como para sus derivados, los agentes privados no requerirían autorización estatal previa y estarían exentos de aranceles. En este mismo rumbo, el decreto 1.589/90 reglamentaba la libre disponibilidad para la exportación e importación de hidrocarburos y derivados (aunque también impedía que los operadores privados recibieran reintegros o reembolsos por la producción exportada). Al mismo tiempo, el citado decreto permitía ampliar la capacidad adicional de refinación como así también la instalación y la titularidad de nuevas estaciones de servicio. Por último, el proceso de transformación y apertura del sector se completaba con la libre disponibilidad de hasta el 70% de las divisas obtenidas por los privados en cada operación de exportación. Es decir que, cuando las empresas exportaran petróleo crudo o sus derivados en el mercado externo, podían dejar en el exterior hasta el 70% del valor obtenido en cada transacción. Esta norma rigió para todas las exportaciones de petróleo crudo de libre disponibilidad o para la exportación de derivados provenientes del procesamiento de petróleos crudos. Pero incluso, la apertura comercial les aseguraba la posibilidad de acceder a las divisas correspondientes a dicho porcentaje a las empresas que vendieran el crudo en el mercado interno (decreto 1.589/89).

Estos cambios en la orientación de la intervención estatal respondían claramente a una de las principales demandas que los agentes económicos contratistas de YPF SE exigían desde los años ochenta. Se sostenía que el Estado, al ser el único comprador de la producción de crudo de los privados en el mercado doméstico, no generaba incentivos para ampliar la productividad debido el retraso que presentaban los precios domésticos frente a los internacionales.¹⁹ En este punto, la “libre disponibilidad

¹⁸ Oscar Secco, quien fuera Presidente de la petrolera Amoco Argentina durante parte de los años setenta, y que a partir de 1981 pasara a Pluspetrol desempeñando el cargo de Gerente General y Director de la compañía, aseguraba en 1989 la necesidad de avanzar en la apertura comercial como un incentivo fundamental para incrementar la productividad y asegurar la rentabilidad del sector. En una entrevista otorgada a la revista *Petrotecnia*, cercioraba que de las principales propuestas para el mercado en el futuro, “la más importante es desregular el mercado petrolero tanto en exploración y producción como en refinación y ventas. El objetivo debe apuntar a que en este país se pueda vender, comprar, importar y exportar petróleo, combustible y gas libremente, de acuerdo con las necesidades del mercado y las exigencias de rentabilidad en una actividad que, como la del petróleo, es nada más –y nada menos– que un negocio” (Revista *Petrotecnia*, nro. 6, junio de 1989).

¹⁹ Antes de las leyes de Reforma del Estado y de Emergencia Económica de 1989, que como mostráramos anteriormente trazaron las líneas centrales de la desregulación y la liberalización comercial de este mercado, el desacople de los precios del mercado doméstico frente a los precios de los principales mercados internacionales, según los principales referentes empresarios constituía un claro desincentivo para ampliar la producción de petróleo crudo en el segmento del *upstream*. En este

del crudo” se enarbolaba como una de las demandas imprescindibles para fomentar una política expansiva de producción de crudo, situación que permitiría alcanzar una mayor inserción global de las petroleras nacionales y de la nueva YPF SA, brindando “los incentivos necesarios” para aumentar la inversión en exploración e incrementar así las reservas.²⁰

Sin embargo, un somero análisis de la conformación del mercado antes y después de las reformas muestra que ni la privatización ni la desregulación sectorial, ni la apertura comercial habían logrado resolver los principales problemas que venían a solucionar: la concentración económica de la oferta primaria y secundaria de petróleo, el estancamiento de las reservas, y el desajuste entre los precios nacionales e internacionales. Luego de diez años el único “logro” importante a destacar era el incremento notable de la producción exportable debido a la sobreexplotación de las áreas existentes.

En efecto, hacia 1988 la producción de petróleo crudo estaba estructurada alrededor de un oligopolio: YPF SE aportaba el 65,2% de la oferta y junto con Pérez Companc y Amoco generaban el 82% del total. La desregulación sectorial no alteró la concentración de la oferta primaria, sino que la trasladó a los agentes privados dominantes en el sector: YPF SA y otras cinco empresas explicaban el 82% de la producción en 1998 (cuadro 8). Es notable la continuidad de la concentración a pesar de las reformas, excepto YPF (que perdió cerca de 25 puntos de participación producto de la enajenación de activos transferidos a los agentes privados del mercado) el resto de las firmas habían podido aumentar su participación en el mercado diez años después de la desregulación.

sentido, en 1988 Oscar Secco, Gerente General y Director de Pluspetrol, afirmaba que “El esquema de precios del Plan Houston, que puso a la Argentina en condiciones atractivas para que las compañías petroleras inviertan en exploración, no “cierra” con los precios internos del mercado argentino, que son precios de crudo y combustibles fijados por la Secretaría de Energía. Esto puede ser ilustrado por el hecho de que al último día de mayo y usando el cambio de 175 australes por dólar, se vendía al consumidor, en el surtidor, la nafta especial a 20 dólares/bbl. De estos valores YPF solo retiene como compensación por el total de su actividad de exploración, producción, transporte, refinación y venta 7,2 dólares/bbl. El costo a YPF del petróleo del Plan Houston será de aproximadamente 18 dólares/bbl, en el que se incluye regalía a la provincia y costo de transporte del crudo. (Revista *Petrotecnia*, nro. 6; junio de 1989).

²⁰ Incluso este argumento esgrimido por los principales empresarios del sector, era en parte compartido por muchos de los funcionarios del gabinete del presidente Alfonsín durante los años ochenta. Por ejemplo, Rodolfo Terragno, ministro de Obras y Servicios Públicos, afirmaba en una nota a *Ámbito Financiero* de abril de 1988 que “Si se tiene en cuenta que en este momento, las destilerías están trabajando con 40% de capacidad ociosa, es posible pensar que la libre disponibilidad permitiría aumentar la cantidad de crudo de que disponen los refinadores privados, en un negocio donde al operarse normalmente con márgenes de utilidad reducidos, el volumen tiene una importancia casi decisiva” (*Ámbito Financiero*, 4 de abril de 1988, p. 4).

Cuadro 8: Producción de Petróleo Crudo por Empresa (en miles de metros cúbicos). Argentina 1988-1993-1998

Empresa	Antes de las Reformas		Después de las Reformas		Consolidación de las Reformas	
	1988		1993		1998	
	miles m ³	%	miles m ³	%	miles m ³	%
YPF	17.036	65,2	13.270	38,4	19.838	40,4
Pérez Companc SA	2.094	8	5.404	15,6	5.547	11,3
Petrolera San Jorge	124	0,5	1.290	3,7	3.812	7,8
Astra CAPSA	745	2,9	1.647	4,8	4.112	8,4
Bridas PICSRL	804	3,1	1.717	5	-	-
Pluspetrol	444	1,7	1.084	3,1	1.060	2,2
Tecpetrol SA	-	-	1.089	3,2	1.833	3,7
Amoco Argentina OPIL	2.341	9	2.656	7,7	-	-
Cities Service SA	1.435	5,5	-	-	-	-
Total Austral SA	0	0	2.249	6,5	2.757	5,6
Pan American Energy	-	-	-	-	4.472	9,1
Resto (50 empresas)	1.099	4,1	4.161	12	5.711	11,6
Total	26.122	100	34.567	100	49.142	100

Fuente: Elaboración propia en base a Etchemendi (2001) e información de la Secretaría de Energía de la Nación.

En el segmento del *downstream* se produjo una situación similar. En el nivel de la refinación de petróleo, la concentración de mercado se mantuvo intacta: mientras en 1988 las tres empresas líderes en refinamiento (YPF SE, Shell y Esso) representaban el 97% del mercado, diez años después, las mismas firmas representaban el 85% (cuadro 9). A pesar de que en conjunto, estas tres empresas perdieron doce puntos porcentuales de participación durante el período considerado, la suerte de cada una fue bien diferente: mientras la ex petrolera estatal perdió dieciséis puntos de participación en 1998 con respecto a 1988, Shell logró ganar cuatro puntos porcentuales y Esso algo más que 1,5. Todo esto, en un contexto en donde el total refinado aumentó un 26% respecto a 1988.

Cuadro 9: Procesamiento de Petróleo Crudo. Argentina 1988-1993-1998

Empresa	Antes de la Reforma				Después de las Reformas				Consolidación de las Reformas			
	1988				1993				1998			
	Nacional	Importando	Total	%	Nacional	Importando	Total	%	Nacional	Importando	Total	%
YPF	17.246	0	17.246	69,2%	16.652	0	16.652	58,7%	16.559	127	16.686	52,9%
Esso	3.688	0	3.688	14,8%	4.466	0	4.466	15,7%	4.297	556	4.853	15,4%
Shell	3.266	0	3.266	13,1%	3.863	156	4.019	14,2%	5.140	262	5.402	17,1%
Isaura	540	0	540	2,2%	1.009	0	1.009	3,6%	-	-	-	-
EG3	-	-	-	-	-	-	-	-	1.798	0	1.798	5,7%
Refinería San Lorenzo	-	-	-	-	1.018	0	1.018	3,6%	1.145	502	1.647	5,2%
Refinor	-	-	-	-	865	0	865	3,0%	991	15	1.006	3,2%
Otras	197	0	197	0,8%	360	0	360	1,3%	134	0	134	0,4%
Total	24.937	0	24.937	100%	28.233	156	28.389	100%	30.064	1.462	31.526	100%

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

En cuanto a las ventas al mercado doméstico se reprodujo la misma lógica. En la franja de la nafta común del segmento de combustibles, se mantuvo la estructura oligopólica: mientras en 1988 las tres empresas líderes representaban el 92% (YPF SE, Shell y Esso), en 1998, estas mismas firmas generaban el 84% del total de las ventas (cuadro 10). En el tramo de las ventas de nafta súper del segmento de combustibles se repitió la conformación oligopólica del segmento de la nafta común: si bien YPF perdió 10 puntos porcentuales de participación en el mercado durante el decenio 1988-1998; las tres empresas líderes del segmento representaban antes y después de las reformas, al menos el 84% de las ventas en el mercado local (cuadro 11).

Cuadro 10: Venta de Nafta Común al mercado local. Argentina 1988-1993-1998

Empresa	Antes de las Reformas		Después de las Reformas		Consolidación de las Reformas	
	1988		1993		1998	
	miles m ³	%	miles m ³	%	miles m ³	%
YPF	951,8	55%	1198	55%	852	45%
Esso	281,9	16%	332	15%	275	15%
Shell	314,2	18%	426	19%	346	18%
Astra	24,4	1%	66	3%	-	-
Cía. General de Combustible	75,1	4%	82	4%	-	-
La Isaura	73,7	4%	79	4%	-	-
EG3	-	-	-	-	193	10%
Refinor	-	-	-	-	39	2%
Otra	0,1	0%	6	0%	177	9%
Total	1.721	100%	2.188	100%	1.882	100%

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

Cuadro 11: Venta de Nafta Súper en el mercado local. Argentina 1988-1993-1998

Empresa	Antes de las Reformas		Después de las Reformas		Consolidación de las Reformas	
	1988		1993		1998	
	miles m ³	%	miles m ³	%	miles m ³	%
YPF	1.489	54%	2.059	48%	1.618	44%
Esso	477	17%	694	16%	616	17%
Shell	566	21%	1.062	25%	851	23%
Astra	31	1%	104	2%	-	-
Compañía General de Combustible	91	3%	148	3%	-	-
La Isaura	85	3%	122	3%	-	-
EG3	-	-	71	2%	336	9%
Otra	-	-	9	0%	265	7%
Total	2.739	100%	4.269	100%	3.686	100%

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

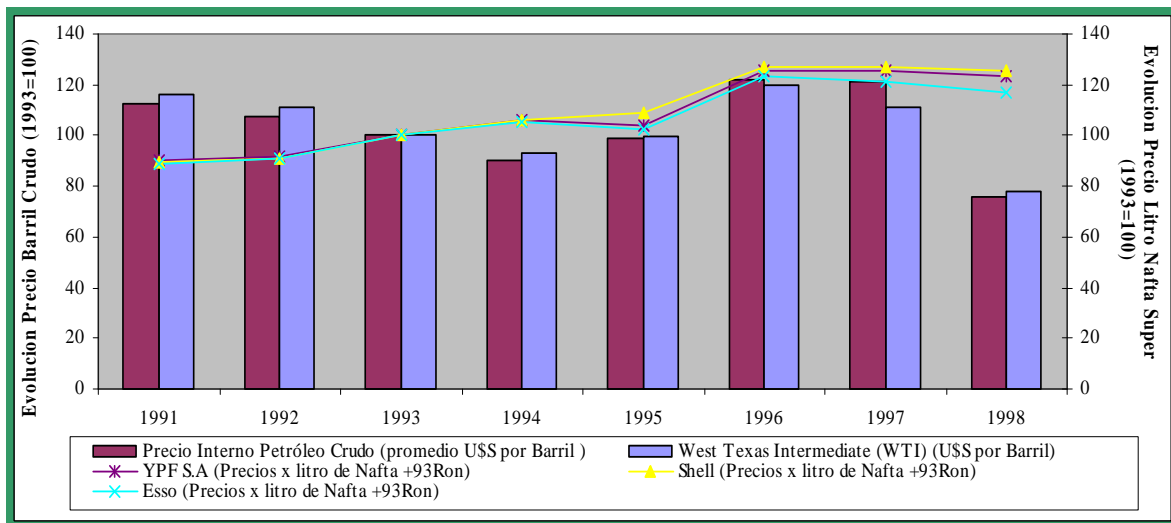
En resumen, los niveles de concentración en la oferta de todos los segmentos del mercado de hidrocarburos se mantuvieron muy elevados a pesar de la desregulación y la privatización de la petrolera estatal. El cambio principal consistió en que YPF SE cedió una porción de su participación a favor de sus antiguas contratistas, y que con su privatización, el Estado Nacional resignó gran parte de su renta petrolera.²¹ A pesar de esto, siguió conservando una posición de liderazgo indiscutible dentro del mercado, pero al estar privatizada, los beneficios derivados de esta posición dominante (en particular, aquellos relacionados con la fijación de los precios) quedaron en manos de sus nuevos propietarios. La consolidación de una oferta oligopólica, tanto primaria como secundaria, impactó directamente en la evolución de los precios locales respecto a los internacionales, permitiendo en ciertos períodos, el reclamado ajuste entre los precios internos y externos, e incluso en otros, un desacople a favor de los precios internos.

En efecto, durante los primeros años del proceso de reestructuración del mercado (1991-1993), la evolución de los precios locales corrieron suerte divergente: mientras los precios del barril de crudo mostraron una tendencia levemente decreciente en relación a los externos, los de las naftas súper lograron crecer ininterrumpidamente desacoplándose de los precios internacionales: Entre 1994 y 1997, los precios locales del crudo se movieron prácticamente a la par de los externos; pero los de las naftas se fueron incrementando progresivamente hasta sobrepasarlos. Durante 1997,²² se produjo una baja considerable de los precios internacionales del crudo que impactó en la evolución de los precios locales del *upstream* (a pesar de que en 1997 habían logrado mantenerse muy por encima del precio internacional) mientras las naftas de consumo interno pudieron mantener su tendencia ascendente, dando cuenta de un evidente comportamiento cartelizado en este segmento del mercado interno (gráfico 1).

²¹ No así los Estados Provinciales de las denominadas “provincias petroleras” que recuperaron una parte de la misma a través del pago de regalías.

²² Hacia finales de 1997 los precios internacionales de exportación se derrumbaron. Desde octubre de 1997 a octubre de 1998, los precios *spot* del petróleo de Brent cayeron de 20 dólares a 12 dólares el barril, lo que significó una caída de aproximadamente el 40% que ubicó a estos precios en su punto más bajo desde la crisis del petróleo en 1973. Esta caída tuvo diversas causas, pero varios especialistas atribuyen a la crisis de los países emergentes del sudoeste asiático su principal razón. Esta situación desencadenó una sobre oferta de crudo en el mercado internacional en tanto y en cuanto los países de la OPEC, principales oferentes mundiales de crudo, no acordaron las magnitudes del crudo a ofertar como así tampoco el precio por barril de esa oferta. Para más detalle, consultar Ostein Noreing (2003)

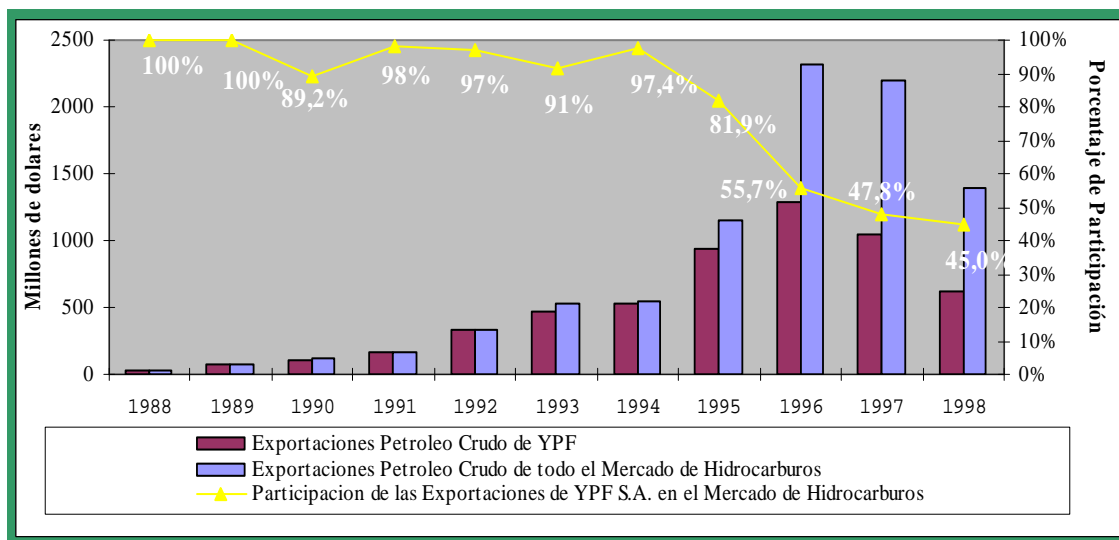
Gráfico 1: Evolución de precios de petróleo crudo nacional e internacional y de la nafta súper en el mercado local. Argentina 1991-1998



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación, Ministerio de Economía de la Nación y Kosulj (2002).

Finalmente, en un contexto de libre disponibilidad de la producción de crudo y precios internacionales en alza, las empresas productoras buscaron incrementar su inserción en el mercado internacional a través de la sobreexplotación de la capacidad instalada. A partir de 1995 aumentaron notablemente las ventas al mercado externo, coincidiendo con el incremento en los precios internacionales del crudo. Esta tendencia se mantuvo con vaivenes hasta 1998. Sin embargo, la evolución de la composición estructural de la oferta destinada al mercado externo muestra con claridad que YPF SA fue perdiendo participación a raíz de la expansión de los saldos exportables generados por las restantes compañías. En efecto, entre los años 1988 y 1992 la participación de la todavía petrolera estatal en el mercado externo fue cuasi monopolítica: el Estado manejó la dinámica del comercio exterior a través de las exportaciones de su empresa, que significaban más del 90% de las exportaciones totales del sector. En 1998, sin embargo, las exportaciones de la privatizada YPF SA pasaron a representar sólo un 45% del total. Pero todas las petroleras locales siguieron la misma estrategia: aumentar sus saldos exportables a partir de la explotación de las áreas existentes (entre 1988-1998 las exportaciones de YPF crecieron un 1.790% y las exportaciones del conjunto del sector lo hicieron en un 3.974%, tal como se puede apreciar en el gráfico 2).

Grafico 2: Exportaciones de YPF y del Mercado de Hidrocarburos. Argentina, 1988-1998



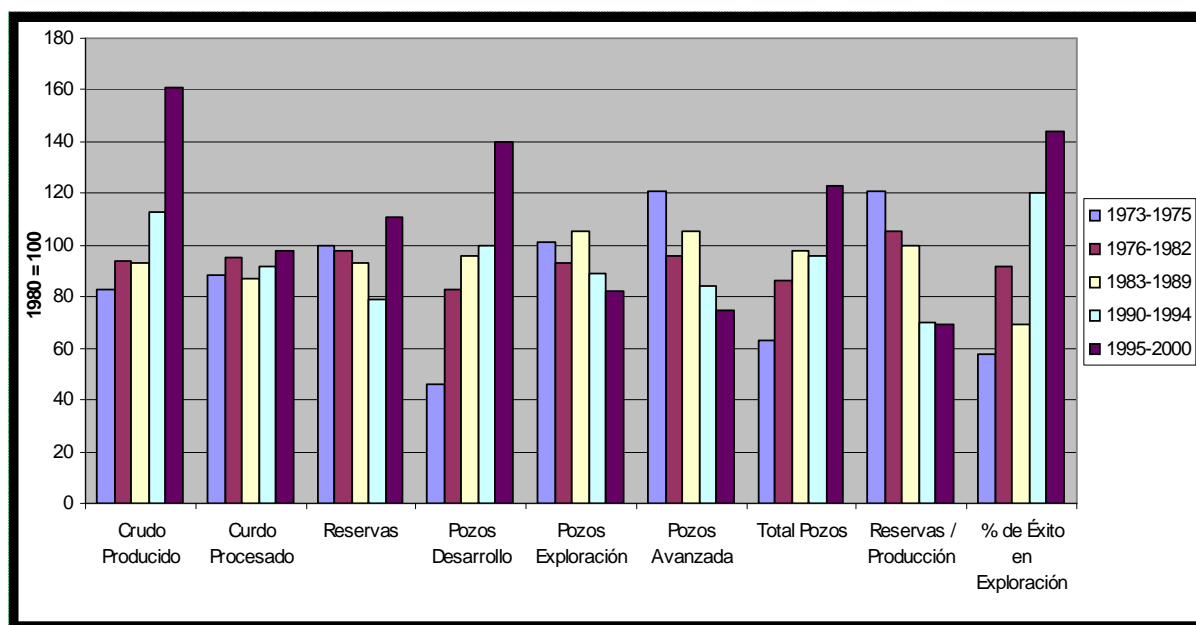
Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía.

Esta significativa expansión de las exportaciones a partir del auge del precio del crudo en 1995 fue posible gracias al incremento de la productividad en la explotación de los pozos que ya estaban en funcionamiento, y en menor medida a aquellos que estaban subexplotados. Tal como se desprende de los datos presentados en el gráfico 3, los pozos en desarrollo aumentaron su producción en el segundo quinquenio de los años noventa en un 69%, mientras que la cantidad de los pozos en exploración y los pozos de avanzada se redujeron durante toda la década (22% y 28% respectivamente), colocándose incluso en niveles inferiores a los de 1980. En ese sentido, las reservas en el período aumentaron básicamente en virtud de un doble proceso: por un lado como producto de la subvaluación de las reservas realizadas por consultoras privadas al momento de la enajenación de reservas y activos de YPF transferidos a los privados a principio de la década, y que una vez en manos de éstos, la valuación de reservas reflejó rápidamente el nivel real de los pozos produciendo un fuerte incremento en el segundo quinquenio de la década; por otro lado, al incremento de la explotación de pozos subexplotados por YPF que ahora estaban en manos de los privados. Sin embargo, esto tuvo como contrapartida una drástica caída de la relación entre las reservas comprobadas/producción: mientras en 1988 representaba 13,9 años, una década más tarde era de tan solo 8,9 años.

La conjunción de ambos fenómenos (aumento de la producción y caída de relación reservas/producción) permiten confirmar la hipótesis de la sobreexplotación de las áreas de mayor productividad que poseían reservas comprobadas (áreas que en su mayoría habían sido descubiertas años atrás a partir de la inversión pública de riesgo), como principal estrategia seguida por las firmas del sector del *upstream* para aprovechar las ventajas generadas en el contexto internacional.

El Estado perdió así su poder direccionador sobre el mercado, librando en manos de los operadores petroleros la capacidad de libre disposición de los recursos naturales. Esta situación significó además una transferencia neta de ingresos públicos al capital concentrado que operaba en el mercado local de forma oligopólica y una pérdida de autonomía energética que sigue comprometiendo hasta el presente las posibilidades de desarrollo de la industria en su conjunto.

Gráfico 3: Evolución de Algunos indicadores de la industria petrolera: comparación por períodos antes y después de las principales reformas. Datos de 1970-2000



Fuente: Elaboración propia en base a Kosulj (2002).

Reestructuración del mercado de hidrocarburos y desempeño empresario: la pervivencia del ámbito privilegiado de acumulación.

La privatización de YPF SE, la desregulación de los mecanismos de fijación de precios y la apertura con escasas limitaciones al comercio exterior permitieron el crecimiento de los operados privados del sector que se vieron ampliamente beneficiados por la transferencia de gran parte de la renta petrolera en manos del Estado.

Este proceso de expansión se evidencia al analizar la evolución de las ventas, utilidades y rentabilidades sobre ventas de las principales empresas del sector a lo largo del período. Entre 1991 y 1998, las ventas de las firmas petroleras de la cúpula empresaria²³ mostraron un crecimiento sostenido: vistas de conjunto se elevaron en un 35%. Pero este desempeño global esconde profundas heterogeneidades:

²³ Por cúpula empresaria entendemos a las 200 empresas de mayor facturación en Argentina, en base a los *ranking* elaborados por las revistas especializadas (*Mercado y Apertura*, entre otras).

mientras las ventas de YPF SA crecieron en 1%, otras firmas del segmento *upstream* aumentaron sus ventas en proporciones muy significativas: Pérez Companc 69 %, Astra 124%, Pluspetrol 181% (entre 1991 y 1997) y Amoco 54 % (entre 1991 y 1996). Sólo Bidas presentó una caída del 8% entre 1991 y 1996, momento en que fue vendida a Pan American Energy (sin embargo, como se verá más adelante, esta caída no se tradujo en una disminución de sus utilidades). A su vez, este favorable desempeño se registró también en el segmento del *downstream*, donde las dos empresas líderes pudieron incrementar sus ventas de forma considerable: Shell en un 142% y Esso en 62%. Incluso EG3, quien se incorporó al mercado en 1994, incrementó sus ventas en un 98% desde ese momento y hasta 1998 (cuadro 12).

Cuadro 12: Evolución de las ventas de las empresas petroleras de la cúpula empresarial argentina. 1991-1998. Total en millones de pesos

	Total Fracción Petrolera de la Cúpula	YPF	Downstream			Upstream				
			Esso	Shell	EG3	Pérez Companc	Astra	Bidas	Amoco	Pluspetrol
1991	9.552	5.444	1.048	801	-	777	233	377	213	62
1992	7.795	3.867	781	927	-	859	357	302	176	--
1993	8.753	3.958	809	1.536	-	926	329	275	187	111
1994	9.985	4.403	907	1.835	204	1.071	334	298	205	110
1995	11.660	4.970	929	1.744	500	1.467	348	280	182	118
1996	13.122	5.937	961	1.866	739	1.317	297	324	329	145
1997	14.243	6.144	989	2.205	509	1.621	521	-	-	175
1998	12.909	5.500	1.702	1.934	404	1.309	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a *Mercado y Prensa Económica*, Número Especial, varios años.

Al analizar las utilidades obtenidas por las empresas petroleras durante esos años se observa que las firmas lograron incrementar sus volúmenes de ganancias inclusive en muchos casos por encima de la proporción en la suba de sus niveles de ventas (cuadro 13). Para el período 1991-1998, YPF SA que sólo había incrementado sus ventas en un 1%, logró ampliar sus utilidades en un 74%. Para las restantes empresas del segmento *upstream* los resultados también fueron contundentes: Pérez Companc consiguió incrementar sus utilidades en el mismo lapso en un 186%, entre 1991 y 1997, Astra las aumentó en un 181% y Pluspetrol en un 86%. Incluso Bidas que había sufrido un leve descenso en sus ventas consiguió un incremento notable en sus utilidades, cercano al 145%, mientras que las ganancias de Amoco se elevaron en una forma aún más excepcional alcanzando un alza del 655%.

En el segmento del *downstream* los resultados son mucho más favorables todavía: entre 1991 y 1998 Shell logró incrementar sus utilidades en un 1.396%, y Esso, (que en 1991 registraba pérdidas por un total de 77,9 millones de dólares), entre 1992 y 1998 aumentó sus ganancias en un 1.576%. El caso

de EG3, aún con volúmenes de utilidades muy por debajo de las anteriores empresas del segmento, también presentó un desempeño positivo aumentándolas en un 86% entre 1994 y 1998 (cuadro 13).

Cuadro 13: Evolución de las utilidades de las empresas petroleras de la cúpula empresaria argentina 1991-1998. Total en millones de pesos

	YPF	Downstream			Upstream				
		Esso	Shell	EG3	Pérez Companc	Astra	Bridas	Amoco	Pluspetrol
1991	334,1	(77,9)	8,1	-	71,7	29,2	34,6	15,5	22,8
1992	256,0	2,3	86,1	-	107,4	39,2	61,8	21,6	-
1993	706,0	20,6	82,4	-	161,4	48,3	62,9	78,4	11,4
1994	564,0	55,3	165,3	10,4	180,5	50,5	64,8	65,9	15,9
1995	793,0	15,9	147,5	18,8	246,4	46,0	74,3	67,3	18,5
1996	817,0	(50,8)	121,3	17,1	365,0	51,3	84,6	117,0	37,4
1997	877,0	(1,2)	116,0	10,5	361,0	67,4	-	-	42,5
1998	580,0	38,5	121,2	19,3	205,0	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a *Mercado y Prensa Económica*, Número Especial, varios años.

El incremento en la masa de ganancias por encima del aumento en las ventas se tradujo en elevadas tasas de rentabilidad sobre ventas, que posibilitaron la internalización de beneficios extraordinarios. Dichos beneficios se derivaron de la privatización, desregulación y liberalización del sector más que de la aplicación de innovaciones tecnológicas destinadas a incrementar la productividad del capital. Entre 1993 y 1998, la rentabilidad del promedio de las veinte mayores petroleras del mundo se ubicó entre el 3% y el 6% mientras que las de YPF SA rondaron entre el 10% y el 17%²⁴ Lo mismo sucedió con el resto de las firmas del *upstream*: los márgenes de utilidades sobre ventas de Pérez Companc oscilaron entre el 9% y el 27%, los de Amoco entre 7% y el 41%, los de Astra entre el 11% y el 17%, los de Bidas entre el 9% y el 26% y los de Pluspetrol entre el 10% y el 36% (cuadro 14). En el segmento del *downstream* los márgenes de utilidad de las empresas muestran rendimientos algo más dispares (altamente vinculados con las oscilaciones en el precio internacional del crudo) y mucho más cercanos al promedio de las veinte mayores petroleras del mundo. Para el período 1991-1998, los *ratios* de rentabilidad de Shell y Esso se ubicaron entre el 1% y el 9%, (aunque hay que aclarar que Esso presentó pérdidas en tres años del período considerado: 1991, 1996 y 1997).

²⁴ En base a los análisis de Daniel Azpiazu y Eduardo Basualdo, citado en De Dicco (2004: 9).

Cuadro 14: Evolución de la rentabilidad sobre ventas de las empresas petroleras de la cúpula empresarial argentina. 1991-1998

	Promedio de las Veinte Mayores empresas petroleras del mundo	YPF	Downstream			Upstream				
			Esso	Shell	EG3	Pérez Companc	Astra	Bridas	Amoco	Pluspetrol
1991	Sin información	6,1	(7,4)	1,0	-	9,2	12,5	9,2	7,3	36,4
1992	Sin información	6,6	9,3	9,3	-	12,5	11,0	20,5	12,3	-
1993	3,3	17,8	2,5	5,4	-	17,4	14,7	22,9	41,9	10,2
1994	4,4	12,8	6,1	9,0	5,1	16,9	15,1	21,7	32,1	14,4
1995	4,8	16,0	1,7	8,5	3,8	16,8	13,2	26,5	36,9	15,7
1996	5,9	13,8	(5,3)	6,5	2,3	27,7	17,3	26,2	35,6	25,8
1997	6	14,3	(0,1)	5,3	2,1	22,3	12,9	-	-	24,3
1998	3,8	10,5	2,3	6,3	4,8	15,7	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a *Mercado y Prensa Económica*, Número Especial, varios años.

El favorable desempeño de los indicadores presentados para ambas franjas del mercado de hidrocarburos permiten corroborar la persistencia del APA generado en el período anterior aunque esta vez en el marco de un profundo cambio en la orientación de la intervención económica estatal. El crecimiento de las firmas privadas del sector se siguió sosteniendo en la internalización de cuasi rentas de privilegio institucionalizadas por las políticas públicas implementadas en los años noventa.

Más allá de sus propósitos declarados, esta intervención terminó privilegiando a las firmas privadas que ya operaban en el sector y a las pocas nuevas que se fueron incorporando al negocio hacia mediados de la década.

Síntesis y conclusiones

La privatización periférica de YPF SE iniciada en 1977 permitió que un grupo reducido de empresas pudieran crecer rápidamente en torno a las actividades y negocios cedidos por el Estado. Si bien es cierto que la producción ascendió en el período de gestión militar (1976-1983), ésta se debió a una sobreexplotación de los pozos que ya eran propiedad de YPF SE, y que fueron cedidos por contratos a los agentes privados. La subsidiariedad estatal como política para incrementar la acumulación empresarial se consolidó hacia finales de la gestión militar cuando se renovaron los contratos de explotación y producción de petróleo firmados unos pocos años antes. Esta renovación le permitió a los privados mejorar sus condiciones de funcionamiento en el mercado a partir de dos factores: a) la disminución en las cantidades extraídas por pozos licitados comprometidas originariamente y b) la ampliación de los plazos para realizar las inversiones en exploración (o bien la disminución de los montos comprometidos para un mismo lapso).

Una vez asumido el gobierno democrático en diciembre de 1983, la política petrolera mantuvo las líneas centrales del período anterior al reconocer la renegociación de los contratos que YPF SE desarrollada durante la dictadura. Luego de varios planes petroleros lanzados, que lograron escaso éxito es su objetivo de incorporar más empresas privadas para potenciar la explotación de los yacimientos de YPF SE y sostener en el tiempo el autoabastecimiento energético, la presión empresaria para mejorar las condiciones de su participación en el mercado de hidrocarburos se hizo aún más evidente. Por un lado, los empresarios pedían incrementar la rentabilidad empresaria a partir de una rápida “desmonopolización del mercado local del crudo”. Al mismo tiempo demandaban avanzar en “la libre disponibilidad del crudo producido”. Por último, proponían que la fijación de los precios de todos los segmentos de la industria “quedara librada a los mecanismos de mercado”.

En consonancia con estos reclamos, durante los años noventa se produjo un profundo cambio en la orientación de la intervención económica estatal que incidió en la configuración y fisonomía del mercado de hidrocarburos: se privatizó la petrolera estatal (enajenándose reservas comprobadas y vendiendo activos físicos al capital privado); se desregularon los mecanismos de fijación de precios en todos los segmentos de la industria; y por último se liberalizó el comercio exterior del sector, abriendo el camino para incrementar las exportaciones a partir de la libre disponibilidad de los recursos.

Sin embargo, estos cambios no revirtieron los problemas centrales del sector: la escasez de inversiones destinadas a ampliar la dotación de reservas ya comprobadas, el alto grado de concentración de la oferta, y el desajuste de los precios domésticos con respecto a los internacionales. Y además generaron otros nuevos e igualmente comprometedores: la brusca caída de la relación reservas/producción y el alza continua de los precios internos, especialmente en el mercado del *downstream* aun ante la caída de los precios internacionales de referencia del petróleo crudo, como sucedió a partir de 1997.

El nuevo oligopolio privado, conformado por YPF SA y varias de sus ex contratistas, se expandió al calor de la sobreexplotación de las áreas antiguamente exploradas y acondicionadas por el Estado. Es decir que el cambio en la orientación de la intervención económica estatal que llevó a una transformación estructural del mercado, no impidió que las empresas líderes de cada uno de los segmentos hayan sostenido un proceso de acumulación privilegiado con inversiones de escaso riesgo durante los años noventa, al igual que lo habían hecho desde fines de la década de 1970. En efecto, estos procesos estuvieron sostenidos por la capacidad que tuvieron las empresas para mantener la sobreexplotación de los pozos licitados incrementando la extracción y producción como en la etapa precedente pero ahora con libre disponibilidad del crudo segmento del *upstream*; y sostener una oferta altamente oligopólica que les permitió mantener la tendencia ascendente del precio de los combustibles comercializados localmente aún ante la baja de los mismos en el mercado mundial en el segmento del *downstream*.

La configuración estructural del mercado hidrocarburos que emerge del cambio en la orientación de la intervención estatal y el excelente desempeño de las firmas petroleras líderes del sector, permiten afirmar que se han sostenido hasta fines de la década de 1990 los rasgos centrales del APA iniciado con las políticas de privatización periférica de YPF SE, en 1977. Esta persistencia muestra, al menos en un caso concreto, cómo se mantuvieron las formas de articulación predominantes entre el Estado y los empresarios a pesar del cambio rotundo en la orientación de la intervención económica estatal. Queda pendiente el análisis de otros mercados para corroborar la pervivencia de los APA como modalidad predominante de expansión de las grandes firmas privadas del país.

Bibliografía

Fuentes

Anales de Legislación Argentina, varios tomos, Biblioteca legal del Ministerio de Economía.

Boletines Anuales de Combustibles, varios números, Secretaría de Energía, Biblioteca del Ministerio de Economía.

Memoria de YPF 2004, YPF, Biblioteca del Ministerio de Economía.

Bibliografía

📖 Azpiazu, Daniel (1999); “La problemática (des) regulatoria en el “shock” neoliberal de los años noventa”, en Azpiazu, Daniel (compilador); *La desregulación de los mercados. Paradigmas e inequidades de las políticas del neoliberalismo*. Buenos Aires, FLACSO/Grupo Editorial Norma.

📖 Azpiazu, Daniel (2003); *Las privatizaciones en la Argentina. Diagnóstico y propuestas para una mayor competitividad y equidad social*. Buenos Aires, Fundación OSDE.

📖 Basualdo, Eduardo (2000); *Acerca de la naturaleza de la deuda externa y la definición de una estrategia política*. Buenos Aires, UNQui/FLACSO/Página 12.

📖 Beltrán, Gastón (2006); “Acción empresaria e ideología. La génesis de las reformas estructurales”, en Alfredo Pucciarelli (coord); *Los años de Alfonsín ¿El poder de la democracia o la democracia de poder?*. Buenos Aires, Siglo XXI Editores.

📖 Camou, Antonio (1998); “Saber técnico y política en los orígenes del menemismo”, en *Perfiles latinoamericanos*, vol. 7, nro. 12.

📖 Castellani, Ana (2006); *Estado, empresas y empresarios. La relación entre intervención económica estatal, difusión de ámbitos privilegiados de acumulación y desempeño de las grandes firmas privadas. Argentina 1966-1989*. Tesis de Doctorado en Ciencias Sociales. Universidad de Buenos Aires, mimeo.

📖 Castellani, Ana. (2008); “Difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en la historia argentina reciente. Análisis sociohistórico de la articulación entre intervención económica estatal y comportamiento empresario (1966-1989)”, en la revista *Cuadernos del Cisb. Sociohistórica* (21/22), 2do. semestre.

📖 Castellani, Ana (2009); “La difusión de ámbitos privilegiados de acumulación en Argentina. Un análisis del ámbito generado en torno a la implementación del Plan Vial Trienal (1968-1970)”, *Serie Documentos de Investigación Social del IDAES*, nro. 6,

<http://www.idaes.edu.ar/sitio/publicaciones/documentos.asp>

📖 De Dicco, Ricardo (2004); “Principales características del programa de privatización de YPF y su impacto sobre la oferta primaria de hidrocarburos” IDICSO, www.salvador.edu.ar/csoc/idicso

- 📖 Etchemendy, Sebastián (2001); “Construir Coaliciones Reformistas: la Política de las compensaciones en el camino argentino hacia la liberalización económica”, en *Desarrollo Económico*, nro. 160, vol. 40.
- 📖 Gadano, Nicolás (1998); “Determinantes de la inversión en el sector petrolero y gas de la Argentina”, Serie Reformas Económicas, Proyecto *Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa*, CEPAL.
- 📖 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*, División de recursos naturales e infraestructura. Santiago de Chile, CEPAL.
- 📖 Heredia, Mariana (2003); “Reformas estructurales y renovación de las élites económicas en Argentina: estudio de los portavoces de la tierra y del capital”, en *Revista mexicana de sociología*, nro. 1, año LXV.
- 📖 Montamat, Daniel (2005): *La energía argentina. Otra víctima del desarrollo ausente*. Buenos Aires, Editorial El Ateneo.
- 📖 Notcheff, Hugo (1994); “Los senderos perdidos del desarrollo. Elite económica y restricciones al desarrollo en la Argentina”, en Daniel Azpiazu y Hugo Nochteff, *El desarrollo ausente. Restricciones al desarrollo, neoconservadurismo y elite económica en la Argentina. Ensayos de Economía Política*. Buenos Aires, FLACSO.
- 📖 Scalabrini Ortiz, Jorge (1989); “Política petrolera”, en *Realidad Económica*, nro. 90, Buenos Aires, septiembre-octubre.
- 📖 Schvarzer, Jorge. (1979); “Empresas públicas y desarrollo industrial en Argentina”, *Economía de América Latina* (3), México.
- 📖 Schvarzer, Jorge (1982); *Expansión económica del estado subsidiario 1976-1981*, Buenos Aires, CISEA.
- 📖 Salas, Horacio (2008); *Centenario del petróleo argentino 1907-2007*. Editorial Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Argentina