

References

- ARROW, K., and R. LIND (1970). "Uncertainty and Public Investment Decisions." *American Economic Review* 60:364-78.
- CHADWICK, E. (1859). "Results of Different Principles of Legislation in Europe." *Journal of the Royal Statistical Society* A22:381-420.
- DEMSETZ, H. 1968. "Why Regulate Utilities." *Journal of Law and Economics* 11:55-66.
- DI MARCO, G. (1997). "The Dulles Greenway: A Case Study of a BOT Project." Paper presented at the conference Alternatives to Traditional BOTs for Financing Infrastructure Projects, June. Inter-American Development Bank.
- ENGEL, E., R. FISCHER, and A. GALETOVIC (1996). "Highway Franchising in Chile" (in Spanish). *Estudios Públicos* 61:5-37.
- ENGEL, E., R. FISCHER, and A. GALETOVIC (1997a). "Highway Franchising: Pitfalls and Opportunities." *American Economic Review Papers and Proceedings* 87:68-72.
- ENGEL, E., R. FISCHER, and A. GALETOVIC (1997b). "Revenue-Based Auctions and the Unbundling of Infrastructure Franchises." Paper presented at the conference Alternatives to Traditional BOTs for Financing Infrastructure Projects, June. Inter-American Development Bank.
- ENGEL, E., R. FISCHER, and A. GALETOVIC. "Revenue-Based Auctions: A New Method for Franchising Highways", Forthcoming.
- GÓMEZ-IBÁÑEZ, J.A., and J. MEYER (1993). *Going Private: The International Experience with Transport Privatization*. Washington D.C.: The Brookings Institution.
- JONES, Y., H. ZAMANI, and R. REEHAL (1996). "Financing Models for New Transport Infrastructure." Directorate-General Transport, European Commissions, Brussels.
- KLEIN, M. (1996). "Risk, Taxpayers, and the Role of Government in Project Finance." *Policy Research Working Paper* 1668. World Bank, Washington, D.C.
- KLEIN, M., and N. ROGER (1995). "Back to the Future: The Potential in Infrastructure Privatization." In R. O'Brien, ed. *Finance and the International Economy*. Oxford: Oxford University Press.
- KLEIN, M., and W. SMITH (1994). "Infrastructure Regulation: Issues and Options for East Asia." World Bank, Private Sector Development, Washington D.C.
- LAFFONT, J.J., and TIROLE (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge, Mass.: MIT Press.
- POSNER, R. (1972). "The Appropriate Scope of Regulation in Cable Television." *Bell Journal of Economics* 3:335-58.
- TIROLE, J. (1997). "Comment on a Proposal of Engel, Fischer, and Galetovic on Highway Auctions." (In Spanish) *Estudios Públicos* 65:201-14.
- WILLIAMSON, O. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: Free Press.
- WINSTON, C. (1993). "Economic Deregulation: Days of Reckoning for Microeconomists." *Journal of Economic Literature* 31:1263-89.

LA PRIVATIZACION DE RESERVAS EN EL SECTOR HIDROCARBUÍFERO. EL CASO DE ARGENTINA*

NICOLAS GADANO

YPF S.A.

FEDERICO STURZENEGGER

Universidad Torcuato Di Tella

Abstract

Between 1989 and 1993 Argentina privatized its production and exploration of hydrocarbons. In the process several mechanisms were used. Some of the reserves were privatized through competitive auctions. We show, in an ex-post study of the profitability obtained by the winners of those auctions, that these investments yielded lower returns than alternative opportunities available to them at that time. Other reserves were privatized through discretionary mechanisms in which a committee negotiated with contractors the payment to be received by the government. We found that this implied losses for the government. The paper thus compares the mechanism of competitive auctions, main subject of this volume, with other mechanisms, illustrating with a real case some of the results of the theory of auctions.

1. Introducción

A partir de 1989, Argentina vivió un proceso radical de transformación económica, en el que vastos sectores de actividad fueron privatizados y desregulados. La posibilidad de concretar esta transformación fue en parte el producto del es-

* Las opiniones, interpretaciones y conclusiones de este trabajo son de los autores, y por ello no comprometen ni necesariamente representan la posición oficial de las instituciones a las que pertenecen. Agradecemos los comentarios recibidos de Daniel Arana, Eduardo Engel y Miguel Soffer. Los errores son de nuestra responsabilidad.

tancamiento y la inestabilidad macroeconómica que Argentina vivió durante la década del 80, que alcanzó su punto más dramático con la hiperinflación de mediados de 1989.

Ya existe una amplia literatura sobre los cambios ocurridos en Argentina durante estos años.¹ En este trabajo nos concentraremos en una descripción de la transformación en el sector hidrocarburo de Argentina. Este sector es importante no sólo por su peso relativo (constituye aproximadamente un 5% de la economía argentina), sino porque representa una de las transformaciones más osadas desde el punto de vista de la política económica. A diferencia de México y Venezuela, Argentina reservó desde el inicio de la actividad un papel preponderante para el Estado en la explotación de hidrocarburos, a tal punto que la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), creada en 1922, fue la primera empresa petrolera estatal de la región. Sin llegar a cuestionar la propiedad estatal de los recursos del subsuelo, las reformas implementadas en el período 1989-1993 convirtieron a Argentina en uno de los países con el régimen legal más favorable en el mundo para el desarrollo por parte del sector privado de esta actividad (ver World Bank, 1993).²

Tanto desde el punto de vista académico como de diseño de políticas públicas, la deregulación y privatización del sector también reviste interés, ya que abarcó un amplio rango de estrategias y de participantes, que permiten comparar mecanismos más y menos idóneos para la apropiación de los recursos involucrados por parte del órgano vendedor. Es aquí donde este trabajo se relaciona con la literatura de licitaciones que es el interés de este volumen. Por ejemplo, algunas áreas fueron licitadas al mejor postor (áreas marginales y áreas centrales), aunque con mecanismos diferentes. La realización de un gran número de licitaciones permite un análisis más detallado que aquel posible en otros sectores donde la privatización se llevó a cabo en una única operación (v.g., telefonía). Otras áreas, donde existían contratos de operación entre YPF y empresas privadas, fueron privatizadas mediante una transformación de dichos contratos en concesiones de explotación. Finalmente, el remanente fue privatizado mediante la venta del control accionario de YPF S.A. en el mercado internacional.

El trabajo está organizado en 4 secciones. La siguiente sección narra brevemente la historia de la industria del petróleo en Argentina hasta el momento de la deregulación. Esto es esencial, a la hora de entender a los actores involucrados en dicha tarea, y los intereses en juego para cada uno de ellos. Describimos también allí cómo el nuevo esquema regulatorio modificó el marco imperante hasta ese momento.

La sección III describe en mayor detalle el proceso de transferencia de activos al sector privado, discutiendo los actores relevantes y los incentivos de cada uno. Se evalúan los resultados de estas transferencias, en términos de apropiabilidad por parte del gobierno de la renta petrolera, a vistas del resultado posterior en términos de producción y resultados económicos por parte de los adjudicatarios de las distintas áreas. Finalmente, en la sección IV se desarrollan las conclusiones del trabajo.

Para aquellos lectores cuyo interés esté centrado especialmente en licitaciones, más que en historia económica argentina, se aconseja pasar a la sección III de forma directa.

II. Los Hidrocarburos en la Argentina

2.1 Historia

Como en otros países del mundo, la historia del petróleo en la Argentina está estrechamente asociada a los avatares de la política. Desde que en 1907 empleados públicos nacionales que buscaban agua encontraron petróleo en la Patagonia, las disputas en torno a cómo se desarrollaría el sector se repitieron una y otra vez, con dos temas medulares siempre presentes: ¿de quién es el petróleo?, ¿quién debe explotarlo?

En la práctica, y como describe la Figura 1, la industria petrolera argentina se desarrolló bajo una fuerte presencia estatal. Directa, a través de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) creada en 1922, e indirecta, a través de un amplio marco regulatorio que condicionaba en forma extrema la actividad de las empresas privadas en el sector. El nacionalismo que impregnó a la política petrolera argentina y latinoamericana tenía como uno de sus grandes objetivos el autoabastecimiento, pero en el caso argentino las dificultades para alcanzarlo obligaron a los mismos gobernantes que se habían manifestado en favor del monopolio estatal a inducir finalmente el ingreso de capitales privados, no sin pagar fuertes costos en términos de sustento político.

En ese contexto, la historia regulatoria de la industria petrolera argentina exhibe una gran inestabilidad, con recurrentes ciclos en los que reformas importantes en el marco regulatorio eran luego revertidas tras un cambio de gobierno.³ Durante el período 1920-1990 la industria petrolera argentina no fue ni un sector liberado a la actividad privada ni tampoco un sector en el que se impulsó de manera consistente y sostenida la explotación estatal. El sector privado participó de diversas formas en la industria petrolera, pero siempre bajo la amenaza de un cambio abrupto en las reglas del juego.

Hasta mediados de la década del 30, las empresas privadas tuvieron una participación importante en la producción petrolera argentina, a través del mecanismo de concesiones mineras vigente desde fines del siglo XIX. Entre 1920 y 1937 los privados aportaban el 49% de la producción de petróleo, siendo el 51% restante producido por la estatal YPF. Además, las empresas privadas (en su mayoría subsidiarias de los grandes *trusts* petroleros) tenían una activa participación en la refinación, importación y comercialización de combustibles.⁴

En el marco de una tendencia general de mayor regulación y presencia estatal en la economía argentina, hacia fines de la década del 30 se suspendió la entrega de nuevas concesiones y se establecieron controles sobre los precios y el comercio exterior de derivados. Ya con el peronismo en el gobierno, en la década del 40 se nacionalizan los yacimientos, otorgándose el monopolio de explotación a la empresa YPF.⁵

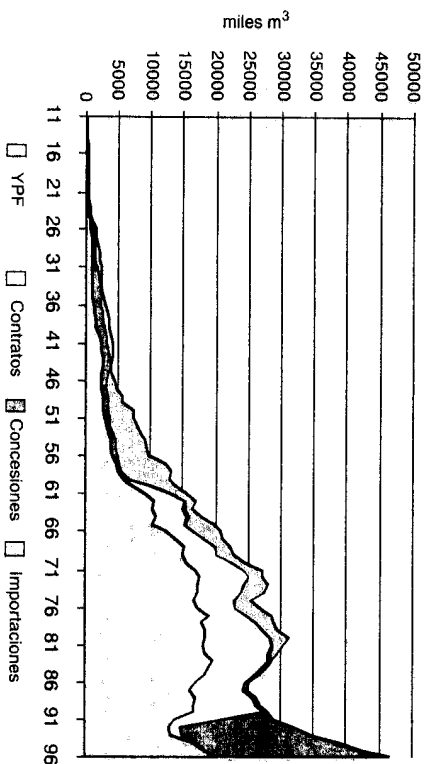
La empresa estatal, sin embargo, no tenía capacidad técnica y financiera para desarrollar con éxito la explotación petrolera en un país geológicamente poco favorable, especialmente en un escenario internacional en el que las dificultades de posguerra hacían difícil la obtención de equipos. Con la producción doméstica estancada, las importaciones de combustibles llegaron a constituir el 23% del total importado en 1953, contribuyendo a los recurrentes "estrangulamientos externos" en los que caía la economía argentina.⁶

Es así que sobre el final de su mandato Perón, hasta ese momento un defensor del nacionalismo petrolero, firmó un acuerdo con una subsidiaria de la Standard Oil de California para desarrollar y explotar una extensa área petrolera en el sur argentino.⁷ El contrato fue objeto de severas críticas, centradas fundamentalmente en consideraciones de soberanía nacional, y quedó suspendido al caer el gobierno de Perón en septiembre de 1955.

Algo similar ocurrió pocos años después con el Gobierno de Arturo Frondizi. Otra vez un firme crítico de cualquier intervención privada en el sector petrolero (de hecho había sido uno de los principales oponentes al contrato de Perón con la Standard Oil), Frondizi asumió la presidencia en 1958 y puso en práctica un agresivo programa de incorporación de capitales privados en el sector petrolero, a través de la figura de contratos de explotación y contratos de perforación, manteniendo para YPF el dominio de los yacimientos y del petróleo producido.⁸

Los resultados fueron contundentes: entre 1958 y 1962 la producción creció al 30% anual, las reservas se incrementaron un 50% y en diciembre de 1962 se llegó al deseado objetivo del autoabastecimiento.⁹ Pese a estos números, la política petrolera de Frondizi soportó fuertes críticas. Los detractores sostenían que los contratos eran concesiones encubiertas, que afectaban a la soberanía nacional, que se habían realizado violando normas de procedimientos y que implicaban perjuicios para el Estado.

FIGURA 1



En 1963 un nuevo presidente constitucional anuló por Decreto los contratos petroleros de Frondizi, argumentando que no eran convenientes a los intereses del país. Sólo 3 años después, tras un nuevo golpe militar, el Gobierno cambió nuevamente de posición. Algunos contratistas que aún estaban discutiendo las condiciones de la anulación dispuesta por el Gobierno anterior renegociaron las condiciones y continuaron produciendo.

En 1967 se votó una nueva Ley de Hidrocarburos que si bien mantenía la explotación estatal a través de YPF, también permitía la existencia tanto de contratos como de concesiones con el sector privado. Sin embargo la actividad privada continuó siendo limitada, focalizada en unos pocos contratos de producción entre YPF y empresas domésticas y extranjeras.¹⁰

Entre 1973 y 1976, un período de extrema convulsión política en Argentina, el entorno no era favorable a las empresas privadas, a tal punto que se llegó a nacionalizar y estatizar (en cabeza de YPF) la comercialización de combustibles. La producción de petróleo cayó un 9% entre 1972 y 1975, mientras volvían a crecer las importaciones, encarecidas por el aumento internacional de los precios.

El golpe militar de 1976 marca un nuevo cambio en la orientación de la política petrolera argentina. Se fomentó la incorporación de capitales privados, a través de los viejos contratos de explotación y también con nuevos contratos en los que las empresas privadas asumían el riesgo exploratorio.

Las fuertes devaluaciones del peso durante 1982 provocaron una importante caída de los precios en dólares, por lo que las empresas contratistas presionaron para una renegociación de los contratos que fue iniciada por el Gobierno Militar y culminada por el nuevo gobierno constitucional de Raúl Alfonsín en 1983/84. En el marco de una economía con tasas de inflación superiores al 600% anual, los mecanismos de indexación constituían una variable fundamental de cualquier contrato. La renegociación pilotada por el Gobierno Militar había dispuesto ajustes en función del tipo de cambio y los precios internacionales del crudo, pero el nuevo gobierno modificó el esquema, estableciendo un esquema basado en la inflación doméstica y en los costos salariales de los contratistas.

En 1985 el Gobierno de Alfonsín intentó revertir el deterioro de la situación energética a través de lo que se conoció como Plan Houston, un nuevo intento de incorporación de capitales privados que no tuvo mayor impacto.¹¹ Entre 1983 y 1987 la producción de petróleo cayó un 13%, y un 8% las reservas. En este marco, a fines de 1987 se intentó dar un nuevo impulso a la explotación de los contratistas de YPF, fijándoles una remuneración equivalente al 80% del precio internacional para la producción incremental que pudieran obtener de los yacimientos.¹² La producción de crudo de los contratistas creció un 13% entre 1987 y 1989, permitiendo una recuperación del 7% en el total producido en el país.

Como resultado del nuevo marco contractual establecido por el Gobierno de Alfonsín, los precios en Argentina estaban completamente disociados de los precios internacionales. Es por ello que la retribución que YPF abonaba a los contratistas privados contaba con mecanismos de indexación de acuerdo a los índices de precios locales, aunque como el gobierno recurría al control de los precios

locales del petróleo y los derivados como herramienta de la política antiinflacionaria. YPF se encontró comprando el crudo a los contratistas a precios superiores a los que obtenía por la venta del mismo crudo a los refinadores privados.¹³

El impacto de esta política sobre los flujos de fondos de YPF fue en los primeros años compensado con un creciente endeudamiento, en el contexto de abundancia de liquidez que caracterizó al mercado internacional de capitales de fines de los 70. La deuda en moneda extranjera de YPF pasa de US\$ 640 MM a US\$ 4646 MM entre 1976 y 1982, año en el que la crisis financiera a nivel regional puso un fin obligado a este proceso, dejando a YPF en una situación sumamente frágil y con escasas posibilidades de inversión. Adicionalmente, el desorden administrativo de la Administración Pública permitió que los clientes estatales de YPF (otras empresas, usinas eléctricas, fuerzas armadas, ferrocarriles, etc.) dejaran de pagar sus consumos, lo que obviamente derivaba en un agravamiento de la situación financiera.

A diferencia de los grandes países petroleros latinoamericanos (México, Venezuela) en los que el petróleo representaba una fuente de ingresos en divisas significativa para el fisco, en la Argentina de fines de los '80 la empresa estatal petrolera requería sistemáticamente de asistencia financiera del Tesoro, situación que independientemente de sus causas, sin dudas incrementaba las probabilidades de una eventual privatización.

2.2 La reforma petrolera de Menem

Carlos Menem sucedió a Alfonsín en la presidencia de la Argentina en julio de 1989, mes en el que la inflación alcanzó el 200%. La situación fiscal era extremadamente débil: los ingresos tributarios alcanzaban mínimos históricos, no había financiamiento en los mercados de deuda y la hiperinflación había puesto límites muy claros a la alternativa de financiarse con la emisión de dinero. El origen peronista (e incluso marginal dentro de ese partido) complicó la situación económica en los meses previos a la asunción de Menem, por lo que la estabilización macroeconómica y la construcción de señales favorables a los ojos de la comunidad internacional de negocios fueron objetivos fundamentales en los primeros años de la gestión Menem. A éstos se subordinaron las reformas estructurales, incluyendo la de los hidrocarburos. Como se discute más adelante, la superposición de objetivos (macroeconómicos y de eficiencia sectorial) es imprescindible para entender el *timing* de las reformas, así como el uso de determinados instrumentos.¹⁴

Las primeras privatizaciones que registra la Argentina en la era Menem estuvieron fuertemente condicionadas por los objetivos macroeconómicos antes señalados: la necesidad de obtener recursos fiscales y de mejorar la reputación del Gobierno.¹⁵ En este contexto se insertan las primeras reformas del sector petrolero, instrumentadas a través de tres decretos en el segundo semestre de 1989.¹⁶ En síntesis, los decretos determinaron una importante transferencia de áreas de explotación y producción que estaban en cabeza de YPF al sector privado, junto con una serie de medidas dirigidas a garantizarles a los potenciales adquirentes

"reglas de mercado" en esas áreas (libre disponibilidad del crudo producido, precios desregulados, eliminación de trabas al comercio exterior, libertad de entrada para la instalación de refineries y estaciones de servicio).

Como consecuencia de los decretos, YPF debió entregar a las autoridades áreas secundarias (de baja producción), que luego fueron licitadas. También fue obligada a licitar porcentajes de asociación con otras empresas en sus áreas de mayor producción (las llamadas áreas centrales), y a reconvertir a un esquema de concesión con libre disponibilidad del petróleo a los viejos contratos de producción.

Desde la perspectiva macroeconómica, las ventas de áreas constituyeron un "puente de crudo" para el período de transición: permitían financiar transitoriamente el desequilibrio fiscal en tanto se completaban las reformas estructurales (incluyendo la propia del sector petrolero), que conducirían a alcanzar una situación fiscal sólida de manera permanente.

Posteriormente, entre 1991 y 1993 la empresa estatal YPF fue reestructurada (proceso que incluyó la venta de algunos activos, tanto del *upstream* como del *downstream*),¹⁷ y luego fue privatizada mediante la venta de la mayoría del paquete accionario en el mercado internacional.

III. Las Licitaciones de Areas y la Reconversión de los Contratos

3.1 Los actores

La decisión de privatizar la producción de hidrocarburos requería el diseño de mecanismos apropiados para capturar no sólo la renta del recurso, sino también el valor del capital existente. En la práctica, este proceso estuvo condicionado por la diversidad de objetivos de los actores involucrados y por un marco político y económico inestable.

En el contexto de una crisis macroeconómica de magnitud, para el Gobierno la privatización era una importante fuente de financiamiento, así como una manera de ganar reputación en los mercados internacionales. Equivalentemente, pero refiriéndose a la política comercial, Rodrik (1994) señala:

"...la combinación de estabilización con liberalización es más interesante. Uno de los factores fue que la crisis había desareitado toda la política económica previa, incluyendo la política comercial. Para tener credibilidad, los hacedores de política debieron hacer un corte con el pasado: esto implicaba terminar con el régimen de sustitución de importaciones..." (traducción de los autores).

Un razonamiento similar puede aplicarse para entender por qué, asociado a la resolución del problema macro, el Gobierno decidió avanzar tan profundamente en reformas microeconómicas como la del sector petrolero.

Además del Gobierno, otros actores importantes eran los productores privados argentinos, surgidos para satisfacer los contratos con YPF. Estos contratos

podían ser más rentables a la alternativa de producir en un mercado libre y competitivo, ya que no había riesgos de explotación, y los precios pactados por la producción no sólo eran libres de riesgo sino que llegaban a ser superiores a los que prevalecerían en un mercado desregulado.¹⁸ Cabe preguntarse entonces por qué estas empresas apoyaron un cambio de reglas que en principio las perjudicaba. Nuestra interpretación es que la hiperinflación fue una señal inequívoca de la imposibilidad de mantener esquemas de captación de rentas a través del Estado. Convencidos de la irreversibilidad del cambio, los contratistas apoyaron el proceso, procurando obtener la mejor posición en el nuevo mercado desregulado.¹⁹

En los primeros meses de la gestión de Menem no estaba claro cuál sería el rol de YPF en el nuevo mercado desregulado. La gerencia de YPF era consciente de la necesidad del cambio, pero advertían que la reforma requería achicar la empresa estatal, por lo que intentaron limitar su alcance, sin implementar ningún cambio importante hacia adentro de la firma. Sólo cuando el Gobierno definió su intención de privatizar se produjo una verdadera reestructuración interna de la empresa.²⁰

Un rol especial jugaron los sindicatos, que puede ser identificado como el sector que más trabas puso al proceso de desregulación y privatización. Como en otras empresas estatales, el sindicato había logrado una posición de enorme influencia en YPF, obteniendo rentas a través de diversos mecanismos que inevitablemente desaparecerían en el nuevo esquema. Tras un intento frustrado de resistir los proyectos de reestructuración y privatización de la empresa, finalmente el sindicato negoció su colaboración en el proceso.²¹

Las provincias productoras y el Congreso jugaron un rol menos importante. En la primera etapa del proceso delegaron poderes en el Ejecutivo nacional y apoyaron pasivamente las reformas. Más adelante jugaron un rol más activo, no para introducir cambios en el diseño de la reforma sectorial, sino fundamentalmente para lograr mayores compensaciones.

En síntesis, se decidió que las áreas donde la producción se hacía mediante la modalidad de contratos serían reconvertidas a concesiones privadas. Esto implicaba la necesidad de determinar las obligaciones con dichos contratistas y asignarle una participación en las nuevas áreas que fuera compatible con los derechos que ya tenían. En las áreas donde la producción estaba a cargo de YPF se implementaron dos esquemas. Aquellas áreas marginales, con baja producción o abandonadas por la empresa, serían licitadas en el mercado a quien ofreciera el mejor precio por las mismas. En las áreas centrales se decidió licitar porcentajes de asociación con YPF, transfiriendo la operación a los ganadores de dichas licitaciones.

Posteriormente se dispuso la reestructuración y privatización de YPF, mediante un esquema de venta accionaria que completó la transferencia de los recursos al sector privado.

3.2. Licitaciones

3.2.1 Áreas secundarias

La primera transferencia de reservas al sector privado fue la licitación de áreas secundarias, iniciada en febrero de 1990. El Estado exigió a YPF la devolución de las áreas inactivas en los cinco años previos, o con producción inferior a los 200 m³ diarios. Teniendo en cuenta que por definición no se trataba de grandes yacimientos, y que la situación macroeconómica doméstica (y en particular la del sector hidrocarburos) era aún inestable, la licitación no despertó un excesivo entusiasmo de parte de los potenciales adquirentes. Se realizó una precalificación técnica, y luego se analizaron las ofertas económicas.

La primera licitación se concretó en la segunda mitad de 1990, con 29 áreas en las que en muy pocos casos se consiguió más de un oferente. En principio se recaudaron US\$ 252 MM, aunque la cifra resultó finalmente inferior (\$ 245 MM) porque uno de los mayores compradores nunca pagó sus cuatro áreas y las mismas fueron relicitadas, con resultados inferiores en términos de ingresos.²²

Las licitaciones no atrajeron a empresas petroleras internacionales, sino que fueron cubiertas principalmente por las petroleras locales que operaban como contratistas de YPF (Pérez Companc, Astra, Tecpetrol, Cadipsa).

La producción acumulada por las 29 áreas en el período 1991-1997 totaliza 12,8 MM de m³ de petróleo, apenas el 5,8% del total producido en Argentina. Como muestra la Tabla 1, los resultados fueron muy heterogéneos. Una estimación de los retornos utilizando tanto los datos de los seis años ya transcurridos como estimaciones sobre valores futuros, arroja un rendimiento promedio del 28% sobre los US\$ 244 MM pagados inicialmente por las áreas. Las estimaciones individuales de TIR por área van desde -31% a 140%.²³ Si bien 28% parece un retorno elevado, no lo es tanto si recordamos que la deuda pública argentina tenía un rendimiento del 24% promedio en el último trimestre de 1990.²⁴ Aunque la baja prima percibida por los productores puede ser reflejo de que los ganadores resultaron ser los que tenían las estimaciones más optimistas, también es consistente con la conclusión de que las áreas no se vendieron "baratas". La primera explicación es una suerte de "maldición del ganador",²⁵ la segunda podría estar relacionada a la coyuntura macroeconómica en la que se realizaron estas licitaciones, donde el sector petrolero se sintió obligado a "contribuir" al proceso de estabilización con ofertas relativamente convenientes para el Estado. Esta idea se desarrolla en las conclusiones.

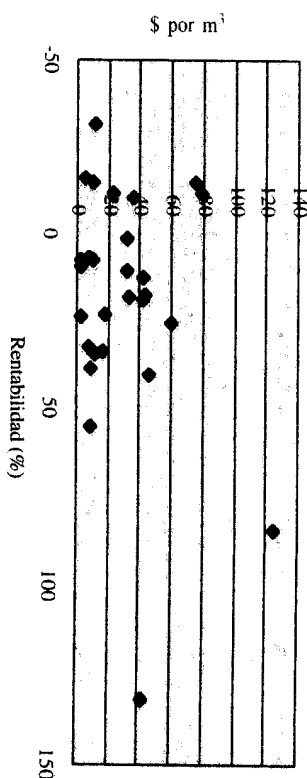
La tabla deja en claro el bajo nivel informativo que tenía la declaración de reservas oficial, como indica la disparidad entre el precio pagado por metro cúbico declarado en cada una de las áreas. La Figura 2 muestra, a su vez, la correlación entre estos valores y la rentabilidad ex-post. La correlación es positiva, indicando que se tendió a pagar más por metro cúbico en aquellas áreas que eventualmente resultaron más exitosas. Esto es consistente con la hipótesis que indica que existía información privada superior a la contenida en los datos oficiales de reservas.

TABLA 1
LA LICITACION DE AREAS SECUNDARIAS
Año 1990

Area	Reservas Petróleo declaradas (M m ³)	Precio US\$ MM	Valor Pagado (US\$/ m ³)	Reservas Petróleo finales (M m ³)	Producción Petróleo (1991-1996) (MM m ³)	TIR
AGUA DEL CAJÓN	832	26.2	31.4	238	275	1.9%
AGUADA SALADA	253	3.0	11.9	431	76	34.4%
AGUADA BAGUALES	301	5.0	16.6	1.136	235	33.4%
ATAMISQUI	561	5.3	9.4	700	419	39.3%
ATUEL NORTE	330	0.9	2.7	24	25	10.1%
BAJADA DEL PALO	329	2.5	7.6	25	61	33.9%
BLOQUE 127	314	7.0	22.3	30	115	-11.4%
CACHEUTA	147	5.2	35.4	28	66	-9.5%
CAJON DE LOS CABALLOS	223	3.9	17.5	221	380	24.1%
CAÑADON LEON - MESPIN	24	3.0	125.0	6.644	1.613	85.4%
CANADON MINERALES	1.514	50.0	33.0	4.488	1.206	18.2%
CATRIEL VIEJO	46	3.6	79.0	42	27	-11.3%
CENTRO ESTE	384	12.3	31.9	301	393	11.0%
CERRO OVEIRO	20	1.5	75.1	2	26	-14.3%
EL CHIVIL	195	2.0	10.3	40	81	9.6%
EL MANZANO	233	1.3	5.6	5	13	-15.4%
EL PORVENIR	300	13.0	43.4	1.009	877	17.6%
EL SANTIAGUENO	353	15.0	42.5	1.295	235	18.9%
EL SAUCE	24	1.2	50.6	nd	6	nd
EL SOSNEADO	298	2.5	8.3	1.477	281	55.9%
JAGÜEL DE LOS MACHOS	66	3.0	45.5	251	271	41.8%
LAS HERAS (CADPSA)	371	22.1	59.6	2.301	453	25.7%
LOS BASTOS	662	5.4	8.2	79	101	7.8%
LOS CHORRILLOS	438	1.0	2.3	26	91	25.0%
MESETA ESPINOSA NORTE	456	19.4	42.5	997	394	12.9%
PIEDRA CLAVADA	381	16.1	42.3	4.011	4.822	139.9%
PUNTILLA DEL HUINCAN	94	1.1	11.7	1	7	-30.7%
RESTINGA ALI-	1.493	3.0	2.0	52	81	8.1%
TRES PICOS	868	9.1	10.5	13	167	-14.1%
TOTAL	11.510	244.6	21.2	25.867	12.797	27.8%

Fuente: Elaboración propia con datos del IAP.

FIGURA 2



Luego de esta primera experiencia de licitación de áreas en concesión con libre disponibilidad del crudo, en años subsiguientes las autoridades continuaron licitando áreas secundarias. En un proceso superpuesto al de las áreas centrales, en agosto de 1991 se concesionaron 22 áreas adicionales, con ingresos por US\$ 140.5 MM, y finalmente, en junio de 1992 se entregan en concesión las últimas 22 áreas secundarias, por US\$ 48 millones.

3.2.2 Las áreas centrales

La asociación con operadores privados en áreas centrales dispuesta por el Decreto 1055 comenzó a materializarse en mayo de 1990, cuando una delegación de autoridades y empresarios del sector petrolero argentino concurren a Houston a anunciar las licitaciones. Los anuncios en torno al pliego de licitación fueron en principio confusos, en el marco de conflictos políticos, inestabilidad macroeconómica y la presión de las empresas domésticas por conseguir condiciones más ventajosas.²⁶

En junio de 1990 se conoció el Concurso Público Internacional para definir la asociación de YPF en cuatro áreas. Estas áreas produjeron 2.4 MM de m³ de petróleo en 1991, aproximadamente el 9% de la producción total del país.²⁷ En el pliego se definió un rango de participación privada de entre 35% y 50%, se estableció el pago al contado y se fijó como objetivo la maximización de la extracción óptima de hidrocarburos en cada yacimiento.

El proceso establecía una primera etapa de precalificación técnica y financiera, con 70 días para la presentación de consorcios. Luego, los consorcios precalificados debían presentar su propuesta de desarrollo del yacimiento, junto con la oferta económica, y dentro de los 280 días debía concretarse la selección de los ganadores de la licitación. El entorno macro jugó un rol muy importante en esta etapa. La necesidad de cubrir desequilibrios fiscales con los recursos de las

ventas de las áreas centrales obligó a ajustarse al estrecho cronograma previsto, pese a las recomendaciones técnicas de dilatarlo con el objetivo de mejorar las bases y, en consecuencia, las ofertas.

La estructura de incentivos de la licitación debía tener en cuenta no sólo al principal (el gobierno que vendía los activos), sino también la existencia de dos agentes involucrados en el proceso. Estos dos agentes eran una Comisión creada a los efectos de concretar la privatización, e YPF, que jugó un papel importante en todo el proceso. Como la información necesaria para calificar las ofertas era relativamente objetiva ("hard-information" en el sentido de Lafont y Tirole (1991)), el poder discrecional de estos agentes era limitado.²⁸ Adicionalmente, la diversidad de actores que participaron en la Comisión (el Ejecutivo, el Congreso, YPF, los sindicatos, organismos de control público) restringieron aún más la posibilidad de la misma de actuar en beneficio propio.

En agosto se concretaron las presentaciones para la precalificación técnica. Se presentaron 20 empresas, formando 23 consorcios. Algunas de las empresas (casi todas las argentinas y algunas extranjeras, como total) tenían una importante experiencia previa en la industria petrolera argentina, inclusive en los yacimientos en los que se ofrecía la asociación. Esto les daba cierta ventaja respecto de empresas ingresas al mercado argentino.

De acuerdo al pliego, la precalificación apuntaba a que las empresas puedan "...asegurar el cumplimiento de las obligaciones que pudieran contraar".²⁹ A tal fin, YPF desarrolló un modelo en el que de acuerdo a la información suministrada por las empresas, se asignaba un puntaje al perfil técnico de los consorcios, y otro puntaje al perfil económico-financiero. En éste, se definieron criterios fijos de asignación de puntos por cada atributo o característica de la empresa, lo que tendía a reducir la discrecionalidad en la calificación, que era simplemente la sumatoria de los puntos obtenidos. A modo de ejemplo, en el caso del perfil técnico, cada compañía obtenía una cierta cantidad de puntos por cada pozo en producción, ciertos puntos por los volúmenes de gas y petróleo extraídos, etc. Para el perfil financiero los puntos estaban asociados al nivel del patrimonio, de los ingresos por ventas, y de otros rubros del balance y estado de resultados de las empresas. A los consorcios formados por más de una empresa se decidió valorarlos con el puntaje correspondiente a la mejor de las empresas que lo conformaban. Esta última característica claramente resultaba contradictoria con el espíritu de la calificación técnica ya que no había compromisos de quién sería finalmente el operador. Es decir, que se aceptaba que el operador podía eventualmente ser una compañía que no hubiera sorteado por sí misma la calificación técnica. Mucho más acorde con el espíritu del ejercicio hubiera sido definir como relevante el puntaje asociado al operador, o en su defecto tomar el menor de las empresas que lo conformaban. En tres de las cuatro áreas licitadas las empresas que se convirtieron en operadores no habían superado la precalificación técnica individualmente.

En vez de fijar requisitos mínimos y que cualquier empresa que los cumpla pueda seguir adelante con la licitación, con los rankings elaborados por YPF, la

Comisión decidió arbitrariamente un "punto de corte", dejando afuera a siete de los 23 consorcios. Varias de las empresas excluidas operaban razonablemente bien con YPF, incluso en áreas de envergadura semejante a las licitadas.³⁰

Los 16 consorcios restantes quedaron comprometidos a presentar en los plazos previstos sus propuestas de desarrollo de los yacimientos y sus ofertas económicas, incluyendo el porcentaje de asociación con YPF.³¹

Luego de la precalificación, el cronograma preveía la entrega de los sobres con las propuestas de desarrollo de las áreas y la oferta económica. Primero se evaluaban las propuestas de desarrollo, y una vez superado este filtro se comparaban las ofertas económicas.

El proceso de evaluación de las propuestas de desarrollo de los yacimientos fue realizado por YPF, asesorada por una consultora internacional (Gaffney & Cline), que ya estaba trabajando para el Gobierno en una revisión del total de reservas de petróleo y gas de todo el territorio argentino.

En marzo de 1990 se abrieron los sobres con las propuestas de desarrollo de las áreas presentadas por los siguientes consorcios:

- Vizcacheras: Occidental, Astra / Repsol, Agip / Sideco
- El Tordillo: Amoco, Repsol / Pérez Companc, Tecpetrol / Santa Fe Energy
- El Huemul: Amoco, Astra / Repsol, Total
- Puesto Hernández: Shell / Pérez Companc.

Frente a un dictamen adverso de YPF, la propuesta de Agip / Sideco para Vizcacheras fue rechazada, por lo que el consorcio quedó afuera de la licitación. En el caso de Puesto Hernández, la existencia de un único oferente hizo que las autoridades decidieran declarar desierta la licitación, llamándose a una nueva licitación para el área, reservada a los consorcios que hubieran sido precalificados técnicamente. El Decreto exigía la existencia de al menos tres ofertas para la apertura de los sobres.

En cuanto a las otras tres áreas, la Tabla 2 muestra que las ofertas económicas se cotearon con una suete de precio mínimo de referencia, para las áreas ofrecidas, elaborado por YPF cuya existencia y rol no estaban explicitados a los oferentes. Como muestra la tabla, en el caso de El Tordillo la mejor oferta era sustancialmente inferior al valor estimado por YPF (lo contrario ocurría en El Huemul).

TABLA 2
LICITACION DE AREAS CENTRALES
Marzo de 1991
US\$ miles

Área	Valor de Referencia YPF	Mayor Oferta
Vizcacheras	84.400	97.976
El Huemul	50.900	134.433
El Tordillo	107.600	76.604

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1990a).

Las autoridades decidieron adjudicar Vizcacheras y El Huemul, y pedir al consorcio ganador en El Tordillo que mejore su oferta hasta el umbral fijado por YPF, que operó en la práctica como un precio mínimo. Tal como se le solicitó, el consorcio mejoró su oferta, y el área le fue adjudicada.³²

En cuanto al área remanente, sólo dos consorcios presentaron propuestas en la segunda licitación. Pese a que el Decreto que había llamado a la nueva licitación exigía un mínimo de tres ofertas, se siguió adelante. Las dos propuestas de desarrollo de las tareas fueron aprobadas, y se procedió a analizar las propuestas económicas.

TABLA 3

LA SEGUNDA LICITACION DE PUESTO HERNANDEZ

	En US\$ miles
Valor YPF	261,100
Oferta 1	215,698
Oferta 2	260,829

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1990a).

Como muestra la Tabla 3, el consorcio ganador ofreció un valor un 0,1% inferior a la base fijada por YPF, pero aún así su oferta fue aceptada.

En la Tabla 4, elaborada con estimaciones del *cashflow* de las cuatro áreas desde el momento en que fueron licitadas hasta ahora, observamos nuevamente que los retornos resultan bastante heterogéneos y, con excepción de un área, son claramente inferiores al 17%, rendimiento de los títulos públicos en el momento de la entrega de las áreas.³³ El retorno promedio de las cuatro áreas es de 11,8%, ubicándose, en este caso, por debajo del retorno de los títulos públicos. Vemos que desde el punto cualitativo los resultados son similares a los que encontramos para las áreas secundarias. Cabe notar, sin embargo, que desde el punto de vista cuantitativo estas inversiones generaron una menor rentabilidad relativa a la de inversiones alternativas (por ejemplo, cuando las comparamos con el rendimiento de los títulos públicos) a las áreas secundarias.

Finalmente, pocas semanas después se decidió ofrecer a los consorcios ganadores la opción de ampliar su participación, por un valor proporcionalmente no inferior al ya pagado por el 50% del área.³⁴ En caso de que las asociadas no aceptaran la propuesta, se preveía una nueva licitación entre las firmas precalificadas en el comienzo de la venta de áreas centrales. Las cuatro empresas aceptaron la propuesta, y se obtuvieron US\$ 243,4 millones adicionales. Luego de las dos licitaciones, YPF retuvo sólo el 10% en Vizcacheras, el 30% en El Huemul, el 40% en el Área Puesto Hernández y el 10% en El Tordillo.

TABLA 4

LICITACION DE AREAS CENTRALES

	TIR
Área 1 ^a	-4,4%
Área 2	7,7%
Área 3	8,6%
Área 4	26,1%

^a El contrato de asociación incluyó compromisos de intercambio de gas por petróleo favorables al oferente y perjudiciales para YPF que no se han podido cuantificar.

Ver Apéndice 1 para metodología.

Fuente: elaboración propia con datos IAP.

3.3 Reconversiones

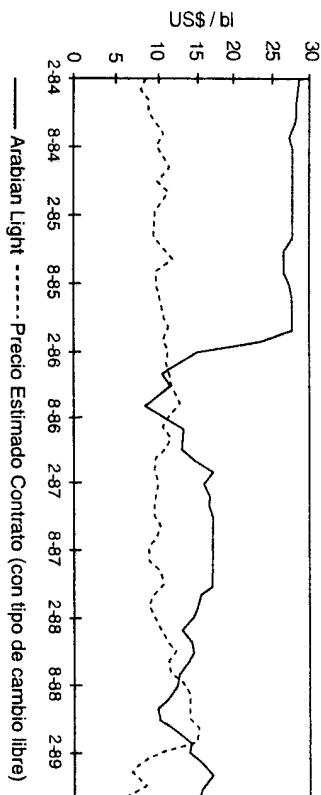
3.3.1. Procedimiento

Las reconversiones fueron parte esencial al proceso de deregulación. En general se trataba de contratos de explotación en áreas que previamente habían sido exploradas por YPF, aunque requerían ser desarrolladas para su explotación. Algunos tenían origen en la década del 60 (la era de Frondizi), y otros correspondían a la década del 70, principalmente al período militar. Los plazos de vencimiento de los contratos eran diversos, aunque una gran mayoría culminaba en 1999.

Todos los contratos habían sufrido renegociaciones, concentradas principalmente en cómo se iban a remunerar los trabajos de los contratistas. Como fue mencionado, en los comienzos del gobierno radical los contratos se indexaron por la inflación doméstica, sin nexos con los precios internacionales. Esto implicó que desapareciera cualquier relación de los precios domésticos con los del crudo internacional. Esta renegociación había dejado al gobierno nacional totalmente expuesto al riesgo de fluctuaciones en el precio internacional del petróleo.³⁵

La evolución del mercado internacional para el petróleo crudo no fue favorable a esta estrategia. La Figura 3 muestra cómo la estrategia de indexación de los contratos con inflación doméstica en un período de declinación de los precios internacionales generó que los contratistas recibieran una remuneración cada vez mayor en proporción al precio de mercado del petróleo que producían.³⁶ Mientras que en el momento de relanzamiento del contrato el precio pagado al contratista era equivalente al 32% del precio internacional,³⁷ a comienzos de los 90 este porcentaje se había elevado significativamente. Como se discute más adelante, este efecto tuvo un impacto muy importante en la reconversión, dada la metodología utilizada.

FIGURA 3
LOS EFECTOS DE LA INDEXACION DOMESTICA
Area Koluel Kayke



A través del Decreto 1212 de noviembre de 1989 el Poder Ejecutivo exigió la reconversión de los contratos a concesiones de libre disponibilidad sin dar demasiadas precisiones sobre cómo hacerlo. La producción de crudo por contratos involucraba a 12 empresas/consorcios y, a mediados de 1990, correspondía al 35% de la producción total nacional. Los más importantes por su volumen eran los viejos contratos de Amoco en la Patagonia y Oxy en Mendoza, aunque el contratista más importante era, sumando todas sus áreas, la empresa argentina Pérez Companc.

En abril de 1990 se creó una comisión especial formada por funcionarios del Ejecutivo, parlamentarios, sindicalistas y miembros de YPF, para ocuparse de la renegociación, estableciendo además plazos de trabajo y pautas precisas para la misma. Las pautas para la renegociación eran las siguientes:

- El objetivo al que se debían "...subordinar los resultados de las negociaciones..." era incrementar la oferta de libre disponibilidad de crudo.
- El cambio en los contratos no debía lesionar intereses ni de YPF ni de las empresas privadas.
- Los contratistas podían optar por pasar a concesiones de explotación o a asociaciones, en el marco de la Ley 17319.
- La Comisión formada debía calcular los créditos y/o débitos resultantes para YPF como consecuencia de diferencias entre los precios internacionales y los precios de los contratos. Los saldos resultantes podrían pagarse al contado o con flujos de producción.
- Se fijaban además una serie de parámetros para la valorización:
 - 20% de tasa de descuento.
 - Para valorar el contrato existente se fijaba el precio de acuerdo a las fórmulas contractuales vigentes de enero de 1990, convertido a dólares por

el tipo de cambio promedio del período julio de 1988-diciembre de 1989 ajustado por inflación.³⁸

- Para valorar las reservas en libre mercado se decidió tomar el precio internacional promedio entre julio 1988 y diciembre de 1989, al que debía deducirse el pago de regalías y el uso de infraestructura de transporte.

Los lineamientos estipulados en la Resolución no fueron aplicados estrictamente en la reconversión, sino que fueron tomados como base para una negociación integral con cada contratista llevada a cabo por un grupo de integrantes de la Comisión.³⁹

En términos generales, se optó simplemente por definir los precios (el de contrato y el de libre mercado) y comparar: si el precio del contrato superaba al de mercado, el área se entregaba en su totalidad al contratista. Si era inferior, la diferencia entre ambos precios determinaba el porcentaje de asociación que le quedaba a YPF. Este "sencillo" mecanismo implicaba que eran irrelevantes los datos estimados de producción, reservas o tasa de descuento.⁴⁰

Para aprobar los acuerdos se decidió que las empresas debían renunciar a cualquier reclamo previo a YPF como condición para acceder a la reconversión.⁴¹

Finalmente a mediados de enero de 1991 se publicaron los decretos de reconversión, pero sólo de 15 de los 24 contratos. Quedaron excluidos nueve contratos en los que no pudo llegarse a un acuerdo: uno de ellos porque su producción era "cautiva" de una refinería de YPF, que no aceptaba las condiciones negociadas en relación al precio de venta; cuatro en los que la empresa contratista se negaba a renunciar a los juicios que mantenía con el Estado, y cuatro de una empresa que decidió exigir una reducción en la participación de YPF inicialmente acordada.

3.3.2. Cuatro contratos conflictivos

Este último caso resulta interesante, ya que implicaba renegociar las condiciones de la reconversión pero sólo con una empresa y para algunos de sus contratos. Se trataba de cuatro áreas en las que la negociación había arrojado porcentajes de participación para YPF del 10% en tres de ellas, y 13% en la restante.

El argumento de la empresa era que no había previsto correctamente los precios que prevalecerían en el mercado, que en los primeros meses del mercado desregulado resultaban inferiores a las previsiones. Cabe destacar que cuando la empresa exigió rediscutir las condiciones de renegociación, los precios internacionales del petróleo descendían con motivo de la finalización de la guerra del Golfo (marzo de 1991), y que por efecto de las cláusulas de indexación en esos contratos la empresa recibía precios superiores a los que recibiría en libre disponibilidad. Como contrapartida, YPF sufría pérdidas por la vigencia de esos contratos, fenómeno que se convertía en un elemento de presión en favor de la empresa contratista.

Apenas asumió como ministro de Economía, D. Cavallo tuvo inicialmente una dura posición frente a las empresas que no reconvirtieron sus contratos. A través de una resolución de comienzos de abril, manifestaba que la no reconversión de algunos contratos obedecía a que las empresas habían "...retirado el acuerdo que

habían prestado en el curso de las negociaciones y en oportunidad de aprobar el texto del Acta Acuerdo a suscribir.” La resolución comandaba a la Subsecretaría de Combustibles a que en 30 días llegue a un acuerdo con los contratistas, caso contrario se dispondría que YPF ceda sus derechos contractuales mediante licitación pública, procedimiento que nunca antes se había utilizado en la reconversión.⁴²

Pese a que los plazos impuestos por Economía no se cumplieron, no hubo licitación. Frente a la postura de la empresa de llevar a cero los porcentajes de participación de YPF, las autoridades iniciaron una suerte de “regateo”, ofreciendo valores intermedios que oscilaban entre 5% y 10% dependiendo del área. La empresa contraotó con porcentajes del 2% en un área, 1% en otra y 0% en las dos restantes.

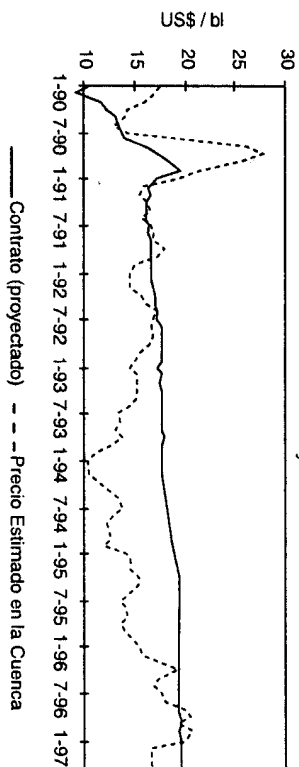
Finalmente, a principios de octubre (pasados 6 meses de la resolución que daba un plazo de 30 días) se llegó a una solución que estableció un 2,5% de asociación para YPF en dos áreas, y 0% en las otras dos, con la opción para YPF de volver a los porcentajes originales (10%/13%), contra el compromiso de comprar la producción a un precio equivalente al 89%-90% del WTI, que resultaba claramente superior a los precios vigentes en esa cuenca.

3.3.3. Resultados

Para comenzar a discutir los resultados obtenidos en la reconversión, resulta oportuno analizar qué hubiera ocurrido si se mantenían vigentes los contratos con sus cláusulas de ajuste. En la Figura 4 se comparan para una determinada área reconvertida los precios promedio efectivamente obtenidos en la cuenca bajo el esquema desregulado, frente al precio que hubiera obtenido el contratista por la producción básica⁴³ de mantenerse el contrato y su esquema de indexación con inflación doméstica. Vemos que a partir de 1992 la reconversión del contrato redujo los ingresos del productor, permitiéndole a YPF ahorrar un potencial quebranto de hasta más de US\$ 6 por barril.⁴⁴

FIGURA 4

LOS PRECIOS DE CONTRATO Y DE MERCADO
Área Koiuel Kaye



En casos como éste es factible argumentar que el valor del contrato podía llegar a superar al valor del área en libre mercado, lo que hubiera generado que a la empresa contratista le correspondiera el área más una compensación adicional. Desde ya que la situación de este contrato no puede extenderse a todos, puesto que, como fue mencionado, los precios y mecanismos de indexación eran disímiles. Además, en tren de especular con lo que hubiera ocurrido, es de esperar que la eliminación de toda regla de indexación establecida por Cavallo junto con el programa de Convertibilidad hubiera alcanzado también a este sector.⁴⁵

En la Tabla 5 se resumen los resultados finalmente acordados. Tomando el conjunto de los 25 contratos ponderados por sus niveles de producción, YPF mantuvo una participación del 11% en las áreas reconvertidas.⁴⁶

TABLA 5

RECONVERSION DE CONTRATOS

Área	Producción de Petróleo En miles de m ³	Porcentaje de Asociación YPF
Al Norte de la Dorsal	254,9	0
Cañadón Amarillo	29,1	0
Koiuel Kaye	265,5	0
Cariel Oeste	225,7	2,5
Piedras Coloradas	281,0	0
Pampa del Castillo	354,1	0
25 de Mayo/Medanos	715,9	2,5
Entre Lomas	450,2	8
Manantiales	264,5	0
Cañadón Seco	316,9	0
Río Tunuyán	33,1	0
Lindero Atravesado	135,2	10
El Cordon	112,3	0
Piedra Clavada	581,2	0
Al Sur de la Dorsal	78,3	0
Refugio Tupungato	111,2	10
Chañares Herrados	46,9	20
Centenario	214,7	2
Ramos (petróleo)	500,3	15
Cerro Dragón	2.429,7	26
La Ventana	1.282,8	15
Medianera	21,4	7
Anticlinal Campanero	16,4	0
Cerro Wenceslao	145,8	0
Rinconadas	3,3	20
TOTAL	8.870,5	11%

Fuente: Elaboración propia con datos IAP y Secretaría de Energía (1990b)

Los valores de participación de YPF del cuadro fueron el resultado de la aplicación de una metodología con varios aspectos discutibles. Los más importantes desde el punto de vista de su impacto sobre los resultados fueron:

- a) *La utilización de los ingresos por ventas en vez de los cashflows.* Para obtener los porcentajes de participación de los contratistas en el nuevo régimen, la Comisión debiera haber valuado los flujos libres de caja que hubieran obtenido bajo el régimen de contratos y compararlos con los que hubieran obtenido si las áreas eran transformadas en regímenes de concesión. Sin embargo, en vez de calcularlo de esta manera, se asignó su participación en función del cociente relativo de sus ingresos por ventas en los dos casos.
- El Apéndice 2 muestra las condiciones bajo las cuales dicha metodología genera una sobre o subestimación de la participación de los contratistas privados. En tanto los costos de producción no cambien demasiado,⁴⁷ se puede verificar si el precio que el gobierno se había comprometido a pagar por el crudo en los contratos era menor al precio internacional, el definir la participación en el área por el cociente de los precios generaba una sobreestimación de la participación de los privados en perjuicio del Estado. Una aplicación trivial de este resultado se obtiene en el caso de que el nivel de producción no cambia al modificar el régimen. Por ejemplo, consideremos un área para la que el precio internacional es de US\$ 10 por barril y para la que el contrato estipulaba un precio en US\$ 9 por barril. Los costos de producción se asumen en US\$ 6 por barril. Es inmediato verificar que una participación del 90% para el contratista privado (el que surge de comparar los dos flujos de ingresos) favorece al mismo. En el contrato original el contratista obtiene una ganancia de US\$ 3 por barril (US\$ 9 - US\$ 6), mientras que en la reconversión su ganancia es de US\$ 3,6 por barril (90% de US\$ 4 = US\$ 10 - US\$ 6). A modo de ejemplo, hemos calculado los *cashflows* esperados para el caso de cuatro áreas para las que se dispone de información y lo hemos comparado con los resultados de una apropiación en función del criterio usado por la comisión.⁴⁸ Los resultados de este ejercicio identifican una pérdida de 11,3 puntos porcentuales de participación para YPF.⁴⁹
- b) *La divergencia en los plazos del contrato y de la concesión.* En general los contratos vencían en nueve años, y fueron reemplazados por una concesión de 25 años. La producción esperada para los años posteriores al vencimiento del contrato fue apropiada gratuitamente por los contratistas, aunque la declinación natural del yacimiento y las elevadas tasas de descuento vigentes en ese momento reducen el valor de esos años suplementarios. Una estimación para el conjunto de las cuatro áreas antes mencionado indica que la producción adicional a partir del año 2000 adiciona un 14% más de producción a las utilizadas en la valuación.⁵⁰
- c) *Las proyecciones de producción.* La Comisión trabajó con proyecciones de producción suministradas por YPF, y en algunos casos por los propios contratistas. Como fue comentado, la metodología utilizada por la Comisión (com-

parar precios y definir porcentajes de asociación) tomó irrelevantes los perfiles de producción utilizados, aunque de todos modos resulta interesante conocer cómo se comportaron las áreas en relación a lo previsto. En la Tabla 6 vemos que la producción en las cuatro áreas consideradas se ha mantenido prácticamente constante, en contraste con la previsión declinante utilizada en la reconversión. Como consecuencia, en 1996 el conjunto de áreas produjo un 79% más de petróleo que el estimado inicialmente.⁵¹

TABLA 6

PRODUCCION DE CUATRO AREAS ESTIMADA Y REAL
Koluel Kayke, Pampa del Castillo, 25 de Mayo, Catriel Oeste

En M m ³	Estimado Reconversión	Real	Dif
1991	1.406,4	1.445,6	2,8%
1992	1.254,5	1.401,8	11,7%
1993	1.133,7	1.475,4	30,1%
1994	1.023,6	1.452,5	41,9%
1995	901,3	1.390,0	54,2%
1996	785,7	1.408,7	79,3%
1997 ^a	685,3	1.323,1	93,1%

^a Estimado con datos de enero-julio.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1990b) e IAP.

- d) *Los precios elegidos.* Como fue señalado, el método elegido convirtió a los precios (tanto el del contrato como el de libre mercado) en los parámetros clave de la reconversión. La alta volatilidad de los precios del petróleo en ese momento, combinada con las fuertes tasas de inflación y devaluación de la moneda existentes en Argentina, hicieron que los resultados fueran muy heterogéneos en función de la definición del período de cómputo de los precios.

Como muestra la Tabla 7, referida a la producción básica de un área en particular, pequeños cambios en el período seleccionado (de enero de 1989 a febrero de 1989) producen cambios de gran magnitud en el resultado. A modo de ejemplo, el 69% en favor del contratista, resultante según la metodología oficial, se habría convertido en 53% considerando a diciembre de 1989 como mes de referencia, ó 103% si se consideraba a enero del mismo año.

TABLA 7

RECONVERSION DE CONTRATOS.
ALTERNATIVAS DE PRECIOS DEL PETROLEO
US\$ / m³
Area Koluel Kayke - Producción Básica

	Precio del Contrato (1)	Precio Internacional de Referencia (2)	Precio Neto en libre mercado (3)	(a) / (c)
Metodología (4)	(a)	(b)	(c)	
Enero '90	58.1	100.2	84.6	68.7%
Promedio '89	53.0	106.6	90.0	58.9%
Enero '89	76.8	88.4	74.7	102.8%
Febrero '89	55.9	103.2	87.2	64.1%
Dic '89	49.0	110.3	93.2	52.6%
Jul-Dic '88	70.3	84.4	71.4	98.5%

(1) Convertido a dólares según tipo de cambio libre.
(2) Se ha utilizado el correspondiente al Plan Olivos.

(3) Precio Internacional de Referencia menos regalías y otros descuentos.

(4) Definida en la Resolución Conjunta de abril del '90 (ver texto).

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía (1990b).

e) *Los descuentos.* La metodología fijada a la Comisión negociadora estableció que sobre el precio internacional fijado debían descontarse cargos por el pago de regalías y el uso de infraestructura de transporte. En el caso de las regalías el descuento estaba estipulado (12% sobre el precio), pero el otro ítem dio lugar a la fijación discrecional de descuentos que depríman el precio teórico a percibir por el contratista en una situación de libre mercado, y por ende incrementaban su participación en el área. A modo de ejemplo, la empresa que durante 1991 logró que en dos áreas YPF pierda el 10% de asociación inicialmente pactado, sustentó su postura de quedarse con el total de las áreas calculando precios de libre disponibilidad con un descuento de US\$ 6.99 por barril. A título de comparación, en la actualidad los descuentos promedio sobre el barril de WTI en el mercado argentino se encuentran alrededor de US\$ 2.60.

Como vemos, varias características de la forma en que se resolvió la nueva propiedad de las áreas resultó perjudicial para el Estado, representado por YPF. En el caso de las cuatro áreas mencionadas, los efectos se agravaron por la segunda renegociación, que redujo aún más la participación para la entonces empresa estatal. Hemos estimado en la Tabla 8 que como consecuencia de los puntos antes mencionados (la utilización de los ingresos por venta para definir los porcentajes de asociación, la no incorporación de los flujos futuros posteriores al vencimiento del contrato y los descuentos adicionales al precio internacional reclamados por la empresa contratista que redujeron la participación de YPF), en estas cuatro áreas

(que representaban apenas el 18% de la producción total de los contratos reconvertidos) el Estado perdió aproximadamente US\$ 120 MM.⁵²

Un condicionante importante a la hora de evaluar los efectos patrimoniales de la reconversión, es recordar que en muchas de las áreas se acordó una participación nula de YPF, indicando la posibilidad de que el contrato especificara un precio superior al de libre mercado. En dicho caso, existiría una ganancia patrimonial para el Estado de transferir dichas áreas al régimen de concesión, ya que de haberse mantenido el régimen previo, las obligaciones de YPF hubieran superado los ingresos por la venta de lo producido en dichas áreas. Nuestra hipótesis es que dichas ganancias probablemente no hayan sido importantes, considerando que fueron aceptadas sin mayor resistencia por la mayoría de las empresas. Lamentablemente no pudimos verificar esta hipótesis, dada la falta de documentación correspondiente, habiéndose recuperado en la Secretaría de Energía (1990b) únicamente la referente a las cuatro áreas estudiadas en este trabajo.

TABLA 8

UNA ESTIMACION DE LOS EFECTOS PATRIMONIALES DE LA RECONVERSION
Areas Koluel Kayke, Pampa del Castillo, 25 de Mayo, Catriel Oeste

	US\$ MM en valores de 1990
Valor estimado del contrato (1)	240
Valor de las áreas recibidas (2)	358
Pérdida patrimonial para el Estado	118

Para metodología ver Apéndice 1.

Fuente: Elaboración propia con datos del IAP y la Secretaría de Energía (1990b).

Para las comparaciones presentadas en la Tabla 8 se usaron los precios de contrato y de libre mercado acordados como parte del proceso de reconversión. El motivo para dicho supuesto surge de la gran volatilidad de precios experimentada durante el período de negociación. Como consecuencia, y dada la dificultad de identificar las expectativas que sobre los mismos podrían haber tenido los actores, hemos querido aislar en el cómputo las implicancias de la metodología utilizada de aquellas transferencias que se podían anticipar como consecuencia de expectativas de precios diferentes.

Dados estos resultados, y teniendo en cuenta la importancia cuantitativa de las áreas en las que se reconvirtieron los contratos (30% de la producción doméstica de crudo argentina en 1990), el primer interrogante es por qué se eligió un procedimiento de transferencia tan discrecional y poco transparente, en el que un grupo de funcionarios negociando con las empresas resolvieron dos valores claves: cuánto valían los contratos existentes y cuánto valían las áreas en un esquema libre y deregulado. Dado el objetivo político de que las áreas produzcan en concesiones de libre disponibilidad, no necesariamente se debía transferirlas a las empresas contratistas, que hasta ese momento no tenían ningún dominio sobre los hidrocarburos.⁵³

Refiniéndose a la reconversión dice Gerchunoff (1992):

"La diferencia esencial con los dos casos anteriores (se refiere a las licitaciones de áreas secundarias y centrales) es que en éste no se procedió a una licitación competitiva por el método de cash bonus; esto significa que al otorgar la concesión no se capturó la renta petrolera. Los antiguos contratistas —la mayoría de los cuales debía entregar las áreas en los siguientes 5 años— recibieron las concesiones como una "prórroga" por 25 años (más otros 10 optativos) sin ningún pago a cambio y manteniendo muchas de las cláusulas favorables que figuraban en los contratos originales."

Valazza (1997) coincide con la visión negativa de Gerchunoff sobre la reconversión:

"En lo referente a esta reconversión, fue un proceso oscuro y restringido, y podemos deducir que se implementó de tal modo que favoreciese a los contratistas de YPF. Estos eran principalmente los mismos grupos económicos argentinos que, hasta la privatización de YPF, contaban en la extracción y venta de petróleo a esta empresa con una fuente de ingresos que fue clave para su crecimiento desde la década del '70. En el momento en que se decidieron estas transacciones Menem estaba buscando el apoyo empresarial a su gestión." *"Las características de este momento de la privatización sugieren que se favoreció a los grupos mencionados."*

Un método alternativo al utilizado hubiera sido introducir mecanismos de mercado para asignar las áreas, idea que en este proceso sólo aparece cuando en abril de 1991 el ministro Cavallo intimó a terminar en no más de 30 días las negociaciones postergadas, bajo la amenaza de licitar los derechos de YPF.⁵⁴ Puede imaginarse un esquema en el que la Secretaría de Energía podría haber otorgado las áreas en concesión a YPF, para que luego ésta licite sus derechos y obligaciones (incluyendo los contratos) en el mercado, transfiriendo los eventuales ingresos al Estado. En el caso de que las áreas fueran adquiridas por empresas distintas a las contratistas, habría una resolución entre privados sobre la marcha de los contratos.

Esta solución, sin embargo, hubiera tenido enormes dificultades para implementarse, y probablemente la perspectiva de juicios de los contratistas, en un país con un sistema jurídico poco confiable como la Argentina, hubiera desalentado a los potenciales participantes de la licitación, especialmente a los extranjeros.

Otra alternativa hubiera sido que YPF rescinda unilateralmente los contratos y reviera las áreas a la Secretaría de Energía, para que ésta luego las ofrezca "limpias" al sector privado en una licitación competitiva. De esta manera el problema de los juicios quedaría limitado a YPF versus los contratistas, sin "contaminar" a la licitación de las áreas. Suponiendo que se logran licitaciones competitivas, con este procedimiento se hubiera obtenido un valor de mercado por las áreas, aunque el valor del contrato quedaría bajo discusión en la Justicia, dejando incierto el resultado neto para el Estado en términos patrimoniales. Conceptual-

mente, la reconversión consistió en la cancelación de un pasivo (el contrato) utilizando las áreas correspondientes. Cualquier esquema por el cual el Gobierno se hubiera hecho de los activos sin cancelar los pasivos era inaceptable, dada la frágil situación del sector público.

3.4. Privatización de YPF

La ley de reforma del Estado de 1989 permitía la venta de activos de YPF pero no su privatización total. En los primeros meses de la gestión de Menem se preveía la reorganización de YPF, pero no se hablaba de privatización.⁵⁵ A comienzos de agosto de 1990 es nombrado como secretario de Empresas Públicas Luis Prol, y al poco tiempo José Estenssoro fue designado al frente de YPF. La empresa estatal continuaba en situación crítica, al borde de la cesación de pagos. Continuaba pagando el crudo a los contratistas muy por encima del precio de venta a las refinerías, y tenía una gran dificultad para cobrar los suministros reutilizados a otras reparticiones públicas acuciadas por problemas financieros (ferrocarriles, centrales de energía eléctrica, etc.)

Antes de Estenssoro no estaba claro cuál era el destino de YPF en el nuevo escenario sectorial. Existía consenso en desregular, inyectar competencia y privatizar parcialmente reservas y otros activos hasta entonces en manos del Estado, pero no en vender totalmente la petrolera estatal. De acuerdo al propio Estenssoro (CERA, 1995a) y Valazza (1997) había tres opciones: desmantelar la empresa y vender todos sus activos; venderla tal como estaba o reducirla y racionalizarla ("right-sizing"). Se optó por esta última, con el agregado de la privatización.

A partir de la gestión Estenssoro YPF se encaminó a la privatización, con un inmediato endurecimiento de la postura de la empresa frente a otras empresas del Estado y frente a los sindicatos.⁵⁶ A fines de 1990 el presidente Menem dispuso por Decreto la transformación de YPF en una sociedad anónima regida por el derecho privado, poniendo en marcha también un plan de transformación global de la empresa.⁵⁷

Parte del "right-sizing" tuvo lugar mediante la venta de áreas discutido en este trabajo, pero incluyó además la venta de refinerías (la de San Lorenzo, en la provincia de Santa Fe, la de Campo Durán en el norte del país y la de Dock Sud en Buenos Aires) y otros activos como terminales marítimas, equipamiento de transporte, aviones, etc. Los activos se vendieron en licitaciones públicas con precio base organizadas por YPF, que en muy pocos casos atrajeron a más de un oferente. La destilería de San Lorenzo, por ejemplo, fue adjudicada al único oferente por un precio un 1,9% superior a la base.

La racionalización incluyó también una nueva cesión de porcentajes de asociación por parte de YPF, en este caso en áreas de exploración en las cuencas noroeste y austral. Se concretaron tres *joint ventures* en la Cuenca Austral: Santa Cruz I (diciembre 1991), Santa Cruz II (marzo 1992) y Tierra del Fuego (enero 1992). En todos los casos YPF mantuvo el 30%, y adquirió compromisos de compra de gas a las nuevas sociedades a precios determinados. En la cuenca

nordeste se realizaron dos contratos de asociación en noviembre de 1992: Palmar Largo (YPF retuvo el 30%) y Aguarrague, en donde YPF retuvo el 45%.

Como se observa en la Tabla 9, incluyendo las licitaciones de áreas centrales y secundarias junto con las ventas y asociaciones dispuestas por el Decreto 2278 en no más de tres años se vendieron activos de YPF por un total de US\$ 2.343 MM.

TABLA 9

VENTA DE ACTIVOS DE YPF ANTES DE LA PRIVATIZACION
1991/1993

Activos	Monto Captado (US\$ MM)
Áreas Marginales	490
Áreas Centrales	804
Cuenca Austral	341
Cuenca Noroeste	275
Terminales Marítimas	29
Destilerías y Varios	225
Oleoductos	76
Equipos de Perforación	7
Buques, Aviones	96
TOTAL	2.343

Fuente: Knoop (1995).

El primer proyecto de privatización de la empresa surgió de la propia YPF, pero sufrió importantes modificaciones hasta que fue aprobado en el Parlamento. Valazza (1997) destaca un estrecho vínculo entre la privatización de YPF y el ciclo electoral. En 1992/1993 ya no existían las urgencias fiscales que condicionaron las ventas de áreas secundarias y centrales unos años antes, pero fue durante 1992 cuando se lanzó oficialmente la difícil propuesta de reelección del presidente Menem, y hacia fines de 1993 el oficialismo debía enfrentar nuevas elecciones legislativas. El proyecto inicial de privatización de YPF enviado al Congreso por el Ejecutivo fue reemplazado por otro de los legisladores que incluyó una gran cantidad de "compensaciones" a diversos sectores (provincias, jubilados), de gran impacto político.⁵⁸ Aparecen entonces la federalización del dominio de los hidrocarburos y el pago de las regalías adeudadas (apuntando a las provincias) y el uso de los recursos generados por la ventas para pagar deudas con los jubilados.

Consolidando esta hipótesis, un importante miembro del equipo económico de Cavallo señala que:

"... *había que ganar las elecciones de 1991 y las de 1993, y de inmediato, había que ganar las elecciones para la reforma constitucional de abril de 1994, para posibilitar los deseos de reelección del presidente Menem...* ... y

así fue como el uso de fondos de la privatización de YPF para pagar deudas internas empujó a la demanda agregada."⁵⁹

En septiembre de 1992 se dictó la Ley 21145, que tuvo entonces dos objetivos: por un lado, transferir a las provincias el dominio de los hidrocarburos, y por el otro declarar a YPF sujeta a privatización total. Se convirtió a las áreas exploradas y explotadas por YPF en el momento de sanción de la Ley en licencias de exploración y concesiones de explotación en los términos de la Ley 17319, exceptuándola de las restricciones legales relacionadas al máximo de áreas que una misma empresa podía explotar y/o explorar. De esta manera, YPF obtuvo 24 permisos de explotación cubriendo aproximadamente 132.735 km² y 50 concesiones de producción cubriendo 32.560 km².

Respecto a la privatización, la Ley estableció que debía venderse no menos del 50% de las 353 millones de acciones, que quedaron divididas en cuatro tipos:

- Clase A: pertenecientes al Estado Nacional, 51% del total del capital.
- Clase B: a ser adjudicadas a las provincias, hasta el 39% del stock total.
- Clase C: correspondientes al personal en el marco del PPP.⁶⁰
- Clase D: aquellas originariamente del Estado Nacional o de provincias que sean vendidas a privados.

Se estableció además que mientras el Estado mantuviera al menos el 20% de las acciones, tendría poder de veto sobre fusión, *take over* y liquidación de la empresa. Para que la participación del Estado caiga bajo el 20% se requería aprobación parlamentaria.⁶¹

La ley estableció que el Tesoro Nacional pagaría deudas por regalías a las provincias productoras con acciones Clase B o bonos hidrocarbúricos que podrían a su vez ser cambiados por acciones. También se obligó a pagar a las provincias el 10% de los ingresos por asociación en las áreas centrales y en las cuencas Austral y Noroeste. En cuanto al destino de los recursos obtenidos por el Tesoro Nacional en la venta de acciones, se determinó su asignación al Sistema de Seguridad Social.⁶² Tanto las deudas previsionales como las de regalías fueron consolidadas (es decir, reconocidas oficialmente) poco tiempo antes de su pago con el producto de la privatización.

A mediados de 1993 se realizó con éxito la oferta pública de las acciones, tanto en el mercado argentino como en el internacional, a través del cual el sector privado adquirió el 59% de YPF, mientras que el Estado Nacional mantenía el 20%, los trabajadores el 10% y las provincias productoras de petróleo el 11%.

Inicialmente se intercambiaron títulos públicos entregados previamente a los jubilados mayores de 86 años por un total de 46 millones de acciones de YPF al precio de venta (\$ 19 por acción). El resto de los fondos correspondientes al Gobierno Nacional fue destinado también a cancelar pasivos previsionales. En la oferta inicial se obtuvieron US\$ 3.040 MM por el 45% de las acciones, cifra que luego se incrementó como consecuencia de las colocaciones adicionales de acciones realizadas.

Desde entonces, la participación de los privados en YPF S.A. ha crecido hasta el 75% (en desmedro de las provincias, que acuciadas por problemas financieros vendieron gran parte de sus tenencias), y como consecuencia de que en agosto de

1997 los trabajadores se desprendieron de las acciones del PPP, que pasaron a la clase "D".

La privatización de YPF fue la primera de las realizadas en la Argentina en la que no se entregó el control de la empresa a un operador internacional, sino que se vendieron las acciones en forma atomizada. Una interpretación política de esta decisión la asocia al hecho de que en términos de opinión pública hubiera resultado mucho más costoso vender YPF a una de las *mayors*, y además con este esquema el Gobierno mantuvo un control mucho mayor sobre la operatoria de la empresa.⁶³

Como contrapartida, el esquema atomizado elegido presenta problemas relativamente mayores de principal-agente y monitoreo. Tal como señalan Vickers y Yarrow (1988), la atomización del control accionario de la firma puede conducir a niveles de monitoreo subóptimamente bajos, dadas las externalidades existentes en la obtención y el análisis de la información. La amenaza del *take over* es considerada como uno de los factores que tienden a disminuir el riesgo de que los gerentes se alejen demasiado del objetivo de maximizar el beneficio de la firma. En el caso de YPF, la cláusula que otorga al Estado el poder de veto sobre un eventual *take over* (control hostil o consentido del 51% de la empresa) mientras sea accionista, podría inducir alguna suerte de colusión entre los gerentes y el gobierno.

En el estatuto de la empresa aprobado por un Decreto Presidencial de 1993, existe también una norma que exige a cualquier accionista que pretenda comprar más del 15% del capital social de la empresa la presentación de una oferta por todas las acciones. Esta oferta debe ser aprobada por el Gobierno. En conjunto con el veto mencionado, esta norma fortalece la posición de la coalición "gerentes/gobierno".

IV. Conclusiones

Independientemente de la idoneidad de los instrumentos utilizados para transferir reservas al sector privado, es importante destacar que los resultados de la reforma implementada en Argentina entre 1989 y 1993, en lo que hace a los principales indicadores del desempeño sectorial, son muy favorables, ya que se produjo un fuerte aumento en la producción de petróleo y gas, las exportaciones y las reservas. La producción de petróleo crudo creció un 63% entre 1990 y 1996, alcanzando 45,5 millones de m³ en este último año. El fuerte crecimiento de la producción de petróleo se orientó fundamentalmente al mercado internacional, con exportaciones que salieron de US\$ 838 MM en 1990 a US\$ 3.089 MM. Las ventas de gas, por su parte, crecieron de 56 MM a 73 MM de m³/día en el mismo período, esperándose un aumento aún mayor en los próximos años derivados de la puesta en marcha de numerosos proyectos de exportación a países vecinos (fundamentalmente Chile y Brasil). Un fuerte aumento en las inversiones en exploración y desarrollo, junto con la aplicación de mejores técnicas de recuperación, permitieron una fuerte expansión de las reservas, del 27%, entre 1990 y 1996.

Pese al gran crecimiento de la producción, el horizonte de reservas en petróleo se ha mantenido relativamente estable en torno a los 9/10 años.

Independientemente de estos resultados, nuestro trabajo se ha concentrado en el análisis de los métodos empleados para privatizar las reservas. La evidencia indica que mientras las licitaciones competitivas de áreas secundarias y centrales produjeron resultados relativamente adecuados en términos de apropiación de la renta petrolera por parte del Gobierno, no sucedió lo mismo con la reconversión negociada entre funcionarios y empresarios, la que habría generado una metodología que indujo pérdidas patrimoniales para el Estado. La ausencia de mecanismos de mercado que permitieran alcanzar una correcta valuación de los activos y pasivos involucrados permitió que la propiedad de áreas petroleras con una facturación anual cercana a los US\$ 1000 millones se resolviera con mecanismos y procedimientos cuestionables. Estos puntos estaban sugeridos en Gerchunoff (1992). Este trabajo tiende a confirmar de manera "ex-post" aquellas preocupaciones. Como atenuante vale la pena destacar que las características de la relación que existía entre YPF y los contratistas hacía muy difícil implementar esquemas similares a los utilizados en las áreas centrales y secundarias, en un contexto de gran fragilidad fiscal y de inseguridad jurídica.

En el caso de las ventas mediante licitaciones nuestros cómputos indican que las áreas se pagaron caras en comparación con inversiones alternativas. Esto choca con la visión que el Gobierno otorgó rentas extraordinarias a los beneficiarios de las primeras privatizaciones (ver, por ejemplo, Ghio, 1998). Una explicación de esta aparente paradoja puede deberse, en el caso de las licitaciones petroleras, simplemente a que los ganadores resultaron ser los que tenían las expectativas más optimistas sobre la posible rentabilidad de estas áreas, con lo que los resultados tendieron, en promedio, a defraudarlos. También puede ser el resultado de un excesivo optimismo sobre las posibilidades del sector petrolero argentino en los primeros años de la deregulación. Sin embargo, también puede ser producto de la compleja interrelación entre los diferentes actores económicos en un contexto de salida de una profunda crisis. Como bien describe la literatura de reforma económica, a principios de los 90, Argentina había llegado a un punto donde los principales actores probablemente desearan por voluntad propia reducir sus demandas de apropiación de recursos, a fin de permitir una solución de la crisis. El alto precio pagado por las áreas puede entenderse como parte de una estrategia cooperativa por parte del sector, especialmente considerando que en momentos iniciales los recursos de estas privatizaciones eran considerados importantes a los fines de preservar el débil equilibrio fiscal.