



Universidad Torcuato Di Tella

Seminario de la Escuela de Economía Empresarial / C I F

Jueves 24 de septiembre de 1998 - 17:30 hs.

Aula 301

La Privatización de Reservas en el Sector Hidrocarburífero. El caso de Argentina

Nicolás Gadano
YPF S.A.

y

Federico Sturzenegger¹
Universidad Torcuato Di Tella

Resumen

Entre 1989 y 1993 Argentina privatizó totalmente la producción y explotación de hidrocarburos. Dicha privatización fue efectuada con mecanismos diferentes. Una parte de las reservas fueron privatizadas mediante licitaciones competitivas. Un análisis ex-post de la rentabilidad obtenida por los adjudicatarios en dichas licitaciones indica que los valores pagados por las áreas generaron retornos menores al de inversiones alternativas. Otra porción de las reservas fue privatizado por un comité que decidió a puertas cerradas el monto que recibiría el estado. Encontramos que la metodología utilizada generó pérdidas patrimoniales para el estado. El trabajo compara, entonces, las licitaciones públicas, preocupación principal de este volumen, con otros procedimientos de venta de activos, ilustrando mediante un caso real algunos de los resultados de la teoría de licitaciones.

¹ Para correspondencia, contactarse con Federico Sturzenegger en Universidad Torcuato Di Tella, Miñones 2159, (1428), Buenos Aires, Argentina o en fsturzen@utdt.edu.ar. 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 Artana, Eduardo Engel, y Miguel Sofer. Los errores son de nuestra responsabilidad.

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 estancamiento 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.² En este trabajo nos concentraremos en una descripción de la transformación en el sector hidrocarburífero de Argentina. Este sector es importante no solo 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 punto tal 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).³

Tanto desde el punto de vista académico como de diseño de políticas públicas, la desregulación 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 primera narra brevemente la historia de la industria del petróleo en Argentina hasta el momento de la desregulación. 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 como el nuevo esquema regulatorio modificó el marco imperante hasta ese momento.

² Una visión integral y actualizada, aunque un tanto sesgada por la participación del autor en el proceso, puede encontrarse en Llach (1997). Canavese (1991) y Canitrot (1996) discuten los cambios en el régimen monetario, asociados a la implementación de la llamada ley de convertibilidad. Pessino y Gil (1996) discuten la evolución del mercado de trabajo durante este período. Gerchunoff (1992), realiza una reseña del proceso de privatizaciones. Más específicamente, la reforma en el sector eléctrico está discutida en Bastos y Abdala (1995), y Gadano (1998) describe con detalle la reforma en el sector hidrocarburífero.

³ Del total de regímenes analizados en todo el mundo, la explotación de hidrocarburos en la provincia austral de Tierra del Fuego (que combina el régimen general argentino para la industria petrolera con la exención del Impuesto a las Ganancias incluida en un régimen promocional de la región) es el segundo régimen más favorable en el mundo y el primero con producción significativa. Ver World Bank (1995) y Barrows (1997) Una importante consultora energética internacional señalaba en 1995: " *Estos países (Argentina y Perú) han atraído un gran número de inversores en exploración y desarrollo en un período corto de tiempo (3 o 4 años). Las compañías están interesadas aunque Argentina y Perú tienen reservas probadas relativamente bajas. Estos países han establecido términos para la inversión que proveen una gran flexibilidad y oportunidad a los inversores para obtener una tasa de retorno razonable proveyendo también amplios recursos al Estado*". Ver CERA(1995b).

La sección 2 describe en mayor detalle el proceso de transferencia de activos al sector privado, discutiendo los actores relevantes y los incentivos de cada uno. Evaluamos 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 3 desarrollamos 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 2 de forma directa.

1. Los hidrocarburos en la Argentina

1.1 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.⁴ 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.⁵

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

⁴ Desde una perspectiva de política económica, la aparición de ciclos de política está discutida en Mondino, Sturzenegger, Tomassi (1996) y en Sturzenegger y Tomassi (1998).

⁵ Los conflictos entre los privados y el Estado eran permanentes (entre otros casos se destaca la disputa entre la Standard Oil y YPF en la provincia de Salta, en el norte argentino). Además existía una constante presión política (principalmente sustentada por el Partido Radical de Hipólito Yrigoyen) para nacionalizar y estatizar completamente la producción de petróleo.

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.⁶

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 postguerra 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.⁷

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.⁸ 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. Otrora 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.⁹

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.¹⁰ 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

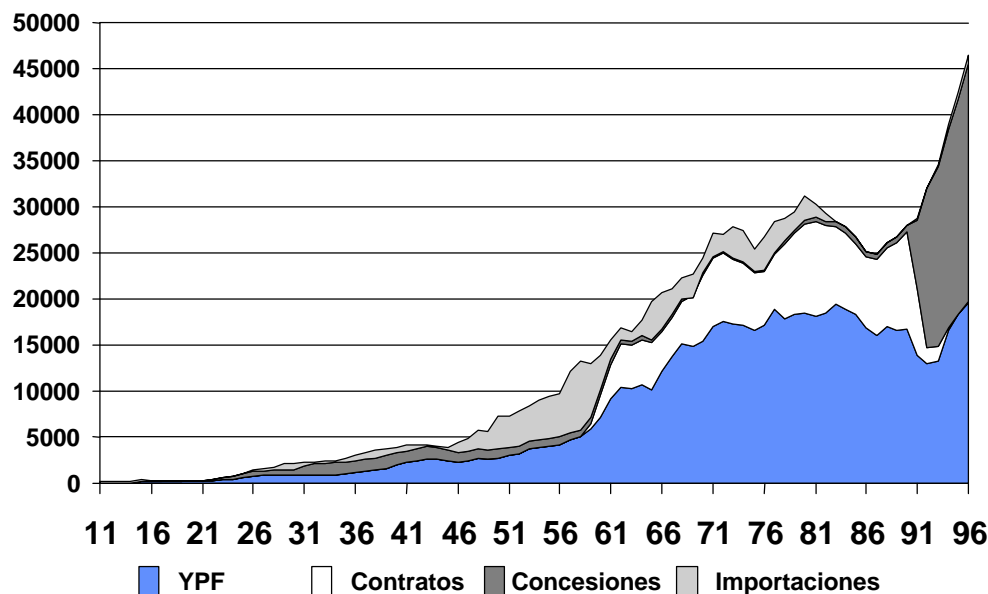
⁶ Las concesiones preexistentes no fueron expropiadas, por lo que siguió existiendo una cada vez más pequeña producción privada.

⁷ Ver Mallon y Sorrouille (1973) y Diaz Alejandro (1983).

⁸ El contrato otorgaba derechos exclusivos de exploración y producción en un área de 49800 Km² en Santa Cruz durante 40 años renovables. El contrato también daba a la empresa amplias facultades para su operatoria y garantías de libre remesa al exterior de las ganancias. Se establecía que el crudo extraído debía ser entregado a YPF o a una refinería propia a ser construida por Standard Oil de California en tanto no se alcanzara el autoabastecimiento. Los precios se fijaban en relación a la cotización de crudos similares en el mercado americano. Mediante la aplicación de impuestos generales o específicos, el Estado y la empresa se repartirían en mitades la ganancia de la operación. Ver Gadano (1997) para una descripción mayor del contrato y la política petrolera del período.

⁹ En su famoso libro “Petróleo y Política” (1956) Frondizi desarrolla sus ideas sobre la industria petrolera previas a su gestión de gobierno. Sus ideas posteriores pueden verse en “Petróleo y Nación (1963).

¹⁰ Más allá de estas consideraciones, existen indicios que, al pagar por trabajo realizado, los contratos indujeron una explotación deficiente de los yacimientos. Un estudio ex-post de técnicos de YPF señaló que el flanco sur de la cuenca del Golfo de San Jorge fue desarrollado con exceso de perforaciones, muchas de ellas antieconómicas. Ver YPF (1972).



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.¹¹

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) a 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.

¹¹ En 1972 existían 7 contratistas privados trabajando para YPF (Amoco, Occidental y 5 productores locales), que aportaban el 29% de la producción del país.

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 piloteada 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.¹² Entre 1983 y 1987 la producción de petróleo cayó un 13%, y un 8% las reservas. En este marco, a fines de 1987 se intenta 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.¹³ 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 dissociados 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.¹⁴

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's. 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 permitía 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 '80s 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.

1.2. La reforma petrolera de Menem

¹² Como novedad el Plan Houston incorporaba la retribución con precios internacionales, pero mantenía el dominio en manos de YPF y establecía una amplia participación del Estado en la renta petrolera. Además de lo percibido por regalías – un impuesto proporcional a las ventas - y en concepto de canon – pago a los propietarios de las tierras donde se ubicaba el yacimiento -, YPF tenía el derecho a asociarse hasta en un 50% una vez realizado un descubrimiento.

¹³ Esquema que fue conocido como el Plan Olivos. Se consideraba a la producción incremental a toda aquella por encima de la curva de declinación natural del yacimiento. La declinación de la producción básica rondaba entre el 15% y el 20% anual.

¹⁴ Pistonesi (1990) ha estimado la brecha de precios en 19% entre 1977 y 1981, y 46% entre 1982-1986. De acuerdo a Givogri (1987), en 1984 la nueva estructura de precios de contratos dejó a YPF con precios de compra superiores a los de venta a las refinarias, con una pérdida estimada promedio de US\$ 35 / m³ sobre un valor promedio del crudo de US\$ 176 / m³.

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 estos 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.¹⁵

Las primeras privatizaciones que registra la Argentina en la era Menem estuvieron fuertemente condicionada por los objetivos macroeconómicos antes señalados: la necesidad de obtener recursos fiscales y de mejorar la reputación del Gobierno.¹⁶ En este contexto se insertan las primeras reformas del sector petrolero, instrumentadas a través de tres decretos en el segundo semestre de 1989.¹⁷ En síntesis, los decretos determinaron una importante transferencia de áreas de exploración y producción que estaban en cabeza de YPF al sector privado, junto con una serie de medidas dirigidas a garantizarle 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 refinerías 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)¹⁸, y luego fue privatizada mediante la venta de la mayoría del paquete accionario en el mercado internacional.

2. Las licitaciones de áreas y la reconversión de los contratos

¹⁵ Ver Canovas y Gerchunoff (1994).

¹⁶ La privatización de las empresas telefónicas, concretada a mediados de 1990, es un caso paradigmático, en el que se diseñó un marco regulatorio de exclusividad dirigido a incrementar el valor futuro de la empresa y, por ende, los ingresos fiscales por su privatización. Ver Gerchunoff (1992).

¹⁷ Se trata de los Decretos 1055, 1212 Y 1589 del año 1989.

¹⁸ Upstream se refiere a los procesos de exploración y producción del sector hidrocarburífero, en tanto que downstream hace referencia a la comercialización y distribución de la producción del sector.

2.1 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 desacreditado 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 exploración, 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.¹⁹ Cabe preguntarse entonces porqué estas empresas apoyaron un cambio de reglas que en principio las perjudicaba. Nuestra interpretación es que la hiperinflación fue una señal ineludible 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.²⁰

En los primeros meses de la gestión de Menem no estaba claro cual 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.²¹

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

¹⁹ La presencia de productores privados locales significativos diferencia al proceso de reforma argentino del que podría ocurrir en países como Brasil o México, donde este grupo no existe.

²⁰ Existe una amplia literatura sobre el rol de las crisis para hacer políticamente viables a las reformas económicas. Ver los extensos surveys de Persson y Tabellini (1994), y Sturzenegger y Tomassi (1998).

²¹ Inicialmente se barajaron en el Gobierno diversas alternativas para YPF. La más firme era agrandarla (crear la Empresa Federal de Hidrocarburos sumando a Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales), y otra era darle una estructura de hóliding y subsidiarias al estilo Petróleos de Venezuela S.A. Sólo a fines de 1990 cobra fuerza la visión privatista. Ver Gadano (1997).

de resistir los proyectos de reestructuración y privatización de la empresa, finalmente el sindicato negoció su colaboración en el proceso.²²

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.

2.2 Licitaciones

2.2.1 Areas 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 5 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 4 áreas y las mismas fueron relicitadas, con resultados inferiores en términos de ingresos.²³

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).

Tabla 1

²² Inicialmente hubo fuertes choques entre la conducción de YPF que racionalizó y privatizó la empresa, y el sindicato. La renegociación del Convenio Colectivo implementada a fines de 1990, reduciendo beneficios para los empleados y eliminando rentas sindicales, fue uno de las primeras fuentes de conflicto. Ver Valazza (1997) para un análisis de las relaciones sindicato-empresa en YPF.

²³ Se trata de la empresa Minar, que pidió prórrogas para pagar argumentando que el dinero estaba en Israel pero que por la guerra del Golfo no lo podían girar a Nueva York. En la nueva licitación de las 4 áreas se obtuvieron \$47 MM frente a US\$ 55 MM ofrecidos por Minar. La diferencia obedeció fundamentalmente a un área donde nuestra estimación arroja una TIR cercana al 12%, que pasa a -6% si imputamos el precio de compra ofrecido por Minar.

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%
AGUA SALADA	253	3.0	11.9	431	76	34.4%
AGUADA BAGUALES	301	5.0	16.6	1136	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 – M.ESPIN	24	3.0	125.0	6644	1613	85.4%
CAÑADON MINERALES	1514	50.0	33.0	4488	1206	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 OVERO	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	1009	877	17.6%
EL SANTIAGUEÑO	353	15.0	42.5	1295	235	18.9%
EL SAUCE	24	1.2	50.6	nd	6	nd
EL SOSNEADO	298	2.5	8.3	1477	281	55.9%
JAGÜEL DE LOS MACHOS	66	3.0	45.5	251	271	41.8%
LAS HERAS (CADIPSA)	371	22.1	59.6	2301	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	456	19.4	42.5	997	394	12.9%
NORTE						
PIEDRA CLAVADA	381	16.1	42.3	4011	4822	139.9%
PUNTILLA DEL HUINCAN	94	1.1	11.7	1	7	-30.7%
RESTINGA ALI	1493	3.0	2.0	52	81	8.1%
TRES PICOS	868	9.1	10.5	13	167	-14.1%
TOTAL	11510	244.6	21.2	25867	12797	27.8%

Fuente: Elaboración propia con datos del IAP

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 6 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%.²⁴ 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 1990.²⁵ 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 que las áreas no se vendieron “baratas”. La primera explicación es

²⁴ La metodología de estimación se detalla en el apéndice 1.

²⁵ Esta comparación tiene varios problemas. Por un lado, la tasa del 24% corresponde a los Bonex 89, título que tiene riesgo y madurez distintos a los de una concesión petrolera. Más grave aún es que, en realidad, el concepto relevante a la hora de evaluar la decisión de inversión es el retorno ex-ante y no el retorno ex-post. Como no tenemos una manera muy clara de identificar al primero, asumimos previsión perfecta (*perfect foresight*) lo que nos permite trabajar con los valores observados.

una suerte de “maldición del ganador”,²⁶ 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, desarrollamos esta idea 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 existosas. Esto es consistente con la hipótesis que indica que existía información privada superior a la contenida en los datos oficiales de reservas.

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 \$48 millones.

2.2.2. 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.²⁷

En junio de 1990 se conoció el Concurso Público Internacional para definir la asociación de YPF en 4 áreas. Estas áreas produjeron 2.4 MM de m³ de petróleo en 1991, aproximadamente el 9% de la producción total del país.²⁸ 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.

²⁶ En situaciones con pocos participantes la maldición del ganador probablemente no es muy relevante. Queda por dilucidar, sin embargo, si el bajo número de oferentes corresponde a expectativas negativas sobre el potencial de las áreas involucradas, en un cuyo caso sí existiría un problema de sobreestimación para el ganador, o a otras causales como diferencias tecnológicas y de percepción de riesgo.

²⁷ Parte de esta presión se ejerció sobre la Comisión Bicameral de Seguimiento de las Privatizaciones, que propuso algunos cambios al pliego de licitación favorables a las empresas domésticas.

²⁸ En 1992 la participación en la producción total de crudo del país creció a 16%.

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 Laffont y Tirole (1991)), el poder discrecional de estos agentes era limitado.²⁹ 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 ingresantes al mercado argentino.

De acuerdo al pliego, la precalificación apuntaba a que las empresas puedan “...asegurar el cumplimiento de las obligaciones que pudieren contraer”.³⁰ 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 este, 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 balances y estado de resultados de las empresas. A los consorcios formados por mas de una empresa se decidió valuarlos 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 quien 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 3 de las 4 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 7 de los 23 consorcios. Varias de las empresas excluidas operaban razonablemente bien con YPF, incluso en áreas de envergadura semejante a las licitadas.³¹

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.³²

²⁹ Cuando la información sobre la que se decide la licitación es poco verificable, el Principal debiera organizar la licitación a fin de favorecer (ex-ante) a las empresas con menor posibilidad de colusionar con los intermediarios.

³⁰ Punto 5.1 del pliego de la licitación.

³¹ Puede haber en esta decisión un intento de discriminar en contra de las empresas nacionales, que tenían en general ventajas de información. Así fue percibido por las propias empresas, que enviaron quejas formales a las autoridades.

³² Los 16 consorcios en carrera eran: Occidental; Perez Companc/Shell; Shell; Amoco Andina; Total; Texaco; Texaco/Repsol; Texaco/Astra; Texaco/Repsol/Astra; Sideco/Agip; Pluspetrol /Union Pacific; Cadipsa/British Gas; Tecpetrol/Santa Fe Energy; Repsol; Perez Companc Repsol; Astra/Repsol. Los descalificados fueron Quintana Petroleum; un consorcio húngaro; Enterprise Oil; Bidas/Coastal; Plains Resources y Perez Companc.

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 el 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 cotejaron con una suerte 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

Area	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 Secretaría de Energía (1990 a)

Las autoridades decidieron adjudicar Vizcacheras y El Huemul, y pedir al consorcio ganador en el 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.³³

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.

³³ Este comportamiento resulta curioso considerando que en general el ganador de una licitación probablemente ajuste hacia abajo sus expectativas sobre el área cuando se le adjudica el área. En este caso, sin embargo, la empresa que ganó la licitación aceptó incrementar su oferta aún más en un 40%

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 Secretaría de Energía (1990^a)

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 4 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.³⁴ 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) que las áreas secundarias.

, concluimos que esto puede más allá de representar esto un ejemplo de la “maldición del ganador”, es compatible con la hipótesis que las áreas se vendieron a un buen precio.

³⁴ Para la metodología de cálculo, ver Apéndice 1.

Tabla 4

LICITACION DE AREAS CENTRALES

	TIR
Area 1 (a)	-4.4%
Area 2	7.7%
Area 3	8.6%
Area 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.

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.³⁵ 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 4 empresas aceptaron la propuesta, y se obtuvieron \$ 243.4 millones adicionales. Luego de las dos licitaciones, YPF retuvo sólo el 10% en el Vizcacheras, el 30% en el El Huemul, el 40% en el Area Puesto Hernández y el 10% en el El Tordillo.

2.3. Reconversiones

2.3.1. Procedimiento

Las reconversiones fueron parte esencial al proceso de desregulación. 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.

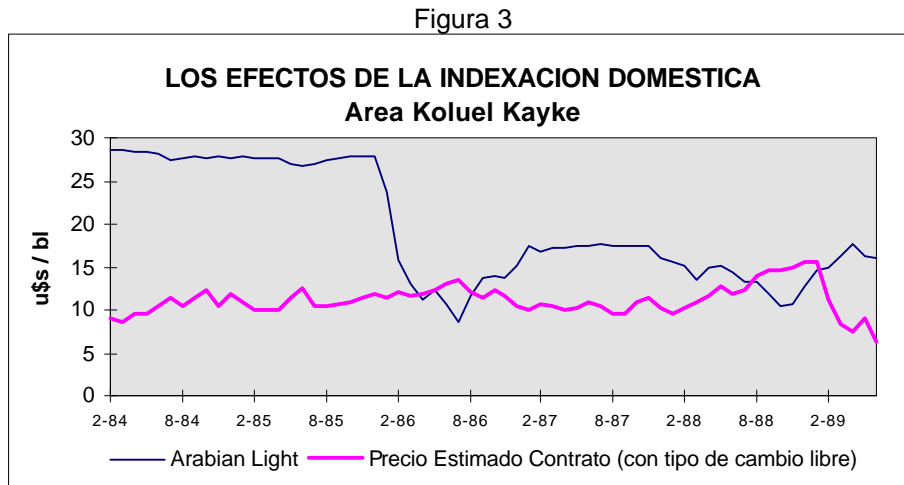
Todos los contratos habían sufrido renegociaciones, concentradas principalmente en cómo se iban a remunerar los trabajos de los contratistas. Como fue mencionado, en los comienzos del gobierno radical los contratos se indexaron por la inflación doméstica, sin nexo con los precios internacionales. Esto implicó que desapareció 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.³⁶

La evolución del mercado internacional para el petróleo crudo, no fue favorable a esta estrategia. La Figura 3 muestra como la estrategia de indexación de los contratos con inflación doméstica en

³⁵ Se realizó un ajuste en función de la producción efectivizada en el área entre la primera y segunda oferta.

³⁶ Los precios eran fijados por el gobierno, sin una política consistente respecto de fijación de precios para los distintos segmentos de la cadena de industrialización. En algunos casos incluso ocurría que YPF pagaba por el crudo más de lo que recibía luego al venderlo a otros refinadores.

un período de declinación de los precios internacionales generó que los contratistas reciban una remuneración cada vez mayor en proporción al precio de mercado del petróleo que producían.³⁷ Mientras que en el momento de relanzamiento del contrato el precio pagado al contratista era equivalente al 32% del precio internacional ³⁸, 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.



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 valuar 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

³⁷ En el gráfico se ha estimado la evolución del precio de contrato para un área (Koluel Kayke), pero la tendencia puede extenderse a las restantes.

³⁸ Arabian Light.

cambio promedio del período julio de 1988- diciembre de 1989 ajustado por inflación.³⁹

- Para valuar 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.⁴⁰

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.⁴¹

Para aprobar los acuerdos se decidió que las empresas debían renunciar a cualquier reclamo previo a YPF como condición para acceder a la reconversión.⁴²

Finalmente a mediados de enero de 1991 se publicaron los decretos de reconversión, pero sólo de 15 de los 24 contratos. Quedaron excluidos 9 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; 4 en los que la empresa contratista se negaba a renunciar a los juicios que mantenía con el Estado, y 4 de una empresa que decidió exigir una reducción en la participación de YPF inicialmente acordada.

2.3.2. Cuatro Contratos Conflictivos

³⁹ Para el tipo de cambio el resultado era de 1890 australes por dólar, muy similar al tipo de cambio libre de enero'90.

⁴⁰ Gran parte de la información contenida en esta sección fue recabada de Secretaría de Energía (1990b).

⁴¹ La trayectoria de los precios internacionales del crudo, el elemento clave en el nuevo escenario de libre disponibilidad, no favorecía la reconversión desde la perspectiva de los productores. Tras un repunte en 1989, en los primeros meses de 1990 el barril de WTI cayó hasta llegar a valores cercanos a US\$ 16 a mediados de año. Junto con la apreciación de la moneda doméstica, precios internacionales tan bajos desalentaban el interés de las empresas por la inmediata resolución de la reconversión, ya que en la mayoría de los contratos las empresas estaban cobrando más a YPF de lo que podían obtener del mercado.

Cuando la renegociación estaba prácticamente concluida, el fuerte aumento en los precios del crudo producido por la invasión iraquí en Kuwait obligó a una revisión. Como reacción al nuevo escenario de precios internacionales, las autoridades sugirieron tres alternativas a las empresas contratistas:

- a) Una contribución sobre la renta extraordinaria mientras dure el conflicto.
- b) Reabrir la renegociación.
- c) Participación móvil de YPF en función de los precios internacionales.

En una acción coordinada, todas las contratistas rechazaron contundentemente las propuestas b) y c). Aceptando la primer propuesta, acercaron a la Comisión un borrador que contenía la aplicación de una contribución extraordinaria del 50% de la renta diferencial sobre 26 dólares (neto del pago de regalías), con una duración no superior a 6 meses renovables (o menos si las condiciones del mercado se normalizaban).

El Gobierno pretendía cobrar un impuesto del 62/64% sobre la renta generada por precios superiores a US\$ 21 el barril, con una duración de un año a ser renegociado. Finalmente se incluyó una cláusula extraordinaria transitoria que se activaba con precios del crudo a US\$ 24 dólares por barril, imponiendo un impuesto extraordinario del 50% sobre la diferencia de precio.

⁴² Entre otras causas, las múltiples renegociaciones y modificaciones de los contratos habían dado lugar a juicios de las empresas contra YPF y el Estado.

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 4 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.⁴³

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 contraofertó 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 2, 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.

2.3.3. Resultados

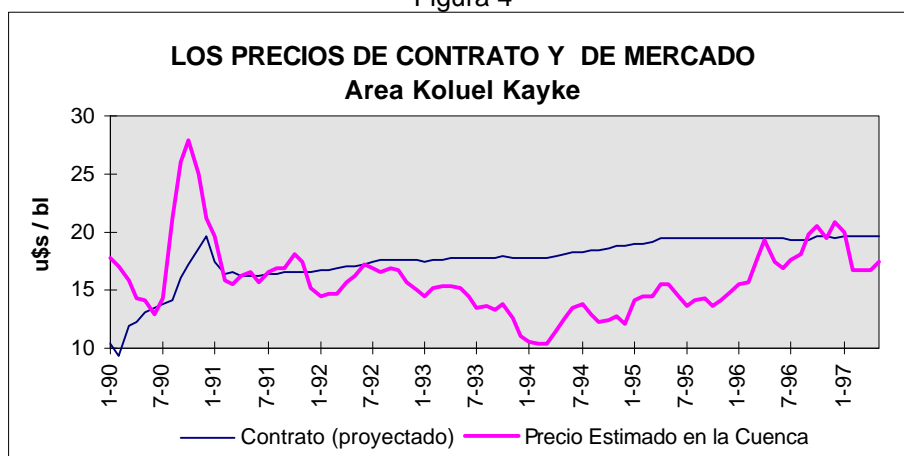
Para comenzar a discutir los resultados obtenidos en la reconversión, resulta oportuno analizar que hubiera ocurrido si se mantenían vigentes los contratos con sus cláusulas de ajuste. En la figura 4 se comparan para una determinada área reconvertida los precios promedio efectivamente obtenidos en la cuenca bajo el esquema desregulado, frente al precio que hubiera obtenido el contratista por la producción básica⁴⁴ 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 ahorrarse un potencial quebranto de hasta más de US\$ 6 por barril.⁴⁵

⁴³ Resolución 94/91 ME 260/91 MOSP, del 3 de abril de 1991.

⁴⁴ Los contratos contaban con dos precios: uno para la producción “básica”, relacionada con la declinación del yacimiento, y otro superior para la producción “incremental”, asociada a inversiones de desarrollo y recuperación secundaria.

⁴⁵ Nuevamente aquí, observamos el problema de que el concepto relevante a la hora de evaluar el valor del contrato eran los valores esperados “ex-ante” de las variables involucradas. Aunque suponer que estos coinciden con los efectivamente realizados es quizás incorrecto, pensamos que representa un punto de partida objetivo para evaluar las reconversiones.

Figura 4



En casos como este 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, ya 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 en el programa de Convertibilidad hubiera alcanzado también a este sector.⁴⁶

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.⁴⁷

Tabla 5
RECONVERSION DE CONTRATOS

Area	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
Koluel Kayke	265.5	0
Catriel Oeste	225.7	2.5
Piedras Coloradas	281.0	0
Pampa del Castillo	354.1	0
25 de mayo/Medanitos	715.9	2.5
Entre Lomas	450.2	8
Manantiales	264.5	0
Cañadon Seco	316.9	0
Rio Tunuyán	33.1	0
Lindero Atravesado	135.2	10
El Cordon	112.3	0

⁴⁶ Vale la pena destacar que gran parte de los contratos incluían una cláusula que permitía rediscutir las fórmulas de indexación si no habían cumplido con el objeto para el que habían sido convenidas.

⁴⁷ Puede llamar la atención lo bajo de los porcentajes de asociación otorgados a YPF, la que era, en última instancia, la dueña del recurso. La explicación reside justamente, en que los precios que YPF estaba obligada a pagar eran muy altos, (semejantes a los internacionales) con lo que los beneficiarios de dichos contratos se habían convertido en virtuales dueños de dichas áreas.

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 Campamento	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 (b)

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 demasiado⁴⁸, se puede verificar que 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 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 de US\$ 9 por barril. Los costos de producción se asumen de 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 título de ejemplo, hemos calculado los cash flows esperados para el caso de 4 áreas para las que se dispone de información y lo hemos comparado con los resultados de una

⁴⁸ Se le da un sentido preciso a esta afirmación en el apéndice 2, pero se da trivialmente en el caso que los niveles de producción no cambien drásticamente con la reconversión. En general este supuesto no es excesivamente restrictivo, ya que dichas áreas estaban produciendo a plena capacidad.

apropiación en función del criterio usado por la comisión⁴⁹. Los resultados de este ejercicio identifican una pérdida de 11.3 puntos porcentuales de participación para YPF.⁵⁰

b) -La divergencia en los plazos del contrato y de la concesión. En general los contratos vencían en 9 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 4 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.⁵¹

b) -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 (comparar precios y definir porcentajes de asociación) tornó 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 4 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.⁵²

Tabla 6

PRODUCCION 4 AREAS ESTIMADA Y REAL
Koluel Kayke, Pampa del Castillo, 25 de Mayo, Catriel Oeste

En M m ³	Estimado Reconversión	Real	Dif
1991	1406.4	1445.6	2.8%
1992	1254.5	1401.8	11.7%
1993	1133.7	1475.4	30.1%
1994	1023.6	1452.5	41.9%
1995	901.3	1390.0	54.2%
1996	785.7	1408.7	79.3%
1997(a)	685.3	1323.1	93.1%

(a) Estimado con datos de enero-julio.

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

⁴⁹ La metodología de cómputo se detalla en el apéndice 1. Se trata de las áreas de Catriel Oeste, Koluel-Kayke, Pampa del Castillo, 25 de Mayo.

⁵⁰ Como queda claro de la discusión posterior, para computar dicho número se ha asumido (a) que los contratos tienen la misma longitud, (b) que los niveles de producción son idénticos y (c) que los precios de venta son iguales. Solo se difiere en la metodología por la cual se define la participación del contratista.

⁵¹ Para las cuatro áreas consideradas se estimó la producción de 1997 en base a datos del período enero-julio, declinando posteriormente al 12%. Posteriormente se "llevaron" esos valores a 1990 con una tasa de descuento anual del 20%. El resultado se compara con la producción esperada total para el período 1990-1999 (ajustada por la tasa de descuento del 20%) que se utilizó durante las negociaciones asociadas a la reconversión. Si lo comparamos con la producción real (estimando la de 1997-1999 con la misma metodología) la diferencia es del 11%.

⁵² Esto refleja, en parte, las tareas de desarrollo realizadas en el yacimiento para poder mantener la producción en niveles estables.

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, o 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) (a)	Precio Internacional de Referencia (2) (b)	Precio Neto en libre mercado (3) (a) / (c) (c)	
Metodología (4)	58.1	100.2	84.6	68.7%
Enero '90	65.5	114.5	96.8	67.7%
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 por tipo de cambio libre.

(2) Se ha utilizado el correspondiente al Plan Olivos.

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

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

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

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 deprimían 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 rondan 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 4 áreas mencionadas, los efectos se agravan 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 4 áreas (que representaban

apenas el 18% de la producción total de los contratos reconvertidos) el Estado perdió aproximadamente US\$ 120 MM.⁵³

Un condicionante importante a la hora 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 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 del 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 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

Áreas 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 (b).*

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 experimentado 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.

Dado 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 1996), 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 clave: cuánto valían los contratos existentes, y cuánto valían las áreas en un esquema libre y desregulado. 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.⁵⁴

⁵³ Es probable que este número represente una sobreestimación si se aplica a otras áreas, ya que se refiere a cuatro contratos donde hubo una doble negociación, por lo que la empresa beneficiaria obtuvo una participación mayor a la inicialmente acordada. También vale aclarar que ambos contratos están valuados a los precios acordados en Abril del 90 como parte de la reconversión, por lo que estas pérdidas son independientes de cualquier diferencia de expectativas sobre valores futuros del crudo respecto de dicho precio.

⁵⁴ Probablemente tenían "ventajas" sobre otras, porque ya habían operado y conocían bien el área.

Refiriéndose 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 este 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 intima a terminar en no más de 30 días las negociaciones postergadas, bajo la amenaza de licitar los derechos de YPF.⁵⁵ Puede imaginarse un esquema en el que la Secretaría de Energía podría haber otorgado las áreas en concesión a YPF, para que luego esta 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 revierta 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 lograban 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. Conceptualmente, 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.

2.4. Privatización de YPF

⁵⁵ Resolución 94/91 del Ministerio de Economía y 260/91 del Ministerio de Obras y Servicios Públicos. Estas resoluciones constituían una amenaza para los contratistas ya que se presumía que negociar con YPF era más fácil que con otros actores privados.

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.⁵⁶ 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 realizados a otras reparticiones públicas acuciadas por problemas financieros (ferrocarriles, centrales de energía eléctrica, etc.)

Antes de Estenssoro no estaba claro cual 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: dismantlar 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.⁵⁷ 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.⁵⁸

Parte del “right-sizing” tuvo lugar mediante la venta de áreas discutido en este trabajo, per 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 noroeste se realizaron dos contratos de asociación en noviembre de 1992: Palmar Largo (YPF retuvo el 30%) y Aguarague, 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\$ 2343 MM.

Tabla 9
**VENTA DE ACTIVOS DE YPF ANTES DE LA PRIVATIZACION
1991/1993**

⁵⁶ Una propuesta inicial sugería crear la Empresa Federal de Hidrocarburos uniendo a la YPF estatal con las empresas Gas del Estado y Yacimientos Carboníferos Fiscales (YCF). Había otras propuestas, como la de Alieto Guadagni (funcionario del Gobierno) que proponía dividir a YPF en 5 empresas del upstream (una por cuenca) y una en el downstream, conformando un holding al estilo Petróleos de Venezuela. (ver diario Ambito Financiero del 24 de mayo de 1990).

⁵⁷ En los primeros días de septiembre YPF le cortó el suministro a las centrales térmicas, a otras empresas y a los ministerios públicos.

⁵⁸ No está del todo claro en que medida el grado de reestructuración de YPF fue una decisión exógena impuesta por el Gobierno para mejorar el grado de competencia del sector, o fue decidida por la propia gestión de la empresa. Estenssoro sugiere que al menos desde 1990 la reestructuración fue decidida por YPF (con el auxilio de consultores internacionales). Ver CERA (1995a) y Knoop (1995).

Activos	Monto Captado (US\$ MM)
Areas Marginales	490
Areas 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	2343

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.⁵⁹ 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.”⁶⁰

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 exploración cubriendo aproximadamente 132735 Km² y 50 concesiones de producción cubriendo 32560 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:

- a) Clase A: pertenecientes al Estado Nacional, 51% del total del capital.
- b) Clase B: a ser adjudicadas a las provincias, hasta el 39% del stock total.

⁵⁹ Palermo y Novaro (1996) destacan que al retirarse la oposición radical del debate sobre la privatización, los diputados oficialistas que debían garantizar el quorum quedaron con un poder mayor para reclamar “compensaciones” antes de aprobar el proyecto.

⁶⁰ Llach (1997), pag 235. Cabe destacar que en octubre de 1993 el oficialismo hizo una gran elección legislativa, ganando incluso en la Capital Federal, tradicionalmente contraria al peronismo.

c) Clase C: correspondientes al personal en el marco del PPP.⁶¹

d) 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.⁶²

La ley estableció que el Tesoro Nacional pagaría deudas por regalías a las provincias productoras con acciones Clase B o bonos hidrocarburíferos 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.⁶³ 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\$ 3040 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 *majors*, y además con este esquema el Gobierno mantuvo un control mucho mayor sobre la operatoria de la empresa.⁶⁴

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

⁶¹ Las siglas corresponden al programa de participación del personal. El 10% del capital accionario correspondiente a este programa fue prorrateado entre el personal de la empresa al momento de la privatización y encomendados a un fondo fiduciario a un valor de US\$ 19 por acción. El gobierno iba cobrándose las acciones mediante el pago de los dividendos. Al momento de la venta, los empleados cobraron los dividendos acumulados más la ganancia de capital existente entre el precio de venta y los US\$ 19 a los que estaban valuadas las acciones. Estas finalmente fueron vendidas en Agosto de 1997 a un precio de US\$ 29 por acción, momento en las que dichas acciones pasaron a la clase D.

⁶² Estos derechos del gobierno se mantienen inalterados en tanto el gobierno mantenga al menos una acción. En la asamblea de Abril de 1998 se decidió que en tanto el gobierno mantuviera 1000 acciones tenía derecho a mantener un director.

⁶³ En la Ley original del Congreso se destinaban los recursos a "aumentar los haberes previsionales", artículo que fue vetado por Menem y sustituido por "capitalizar al régimen Nacional de Previsión Social".

⁶⁴ De hecho el management que condujo la reestructuración de la empresa continuó a cargo en años subsiguientes. El éxito de este esquema ha motivado al Gobierno argentino a repetirlo en dos grandes privatizaciones por venir: la de los bancos Hipotecario y Nación.

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”.

3. 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, alcanzado 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 saltaron de US\$ 838 MM en 1990 a US\$ 3089 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 cálculos 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 a un posible excesivo optimismo sobre las

posibilidades del sector petrolero argentino en los primeros años de la desregulación. 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 deseaban 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.

Apéndice 1

Metodología de cálculo de la rentabilidad de áreas petroleras

Areas Secundarias

La estimación del retorno obtenido por las áreas secundarias y centrales se realizó utilizando el precio pagado por la concesión de cada área y una estimación de los cash flows entre 1991 y 1996 para las áreas secundarias a las que se suma un valor residual al año 1996. Los ingresos se computaron utilizando la producción de petróleo y gas de cada área, información que publica el Instituto Argentino del Petróleo y Gas, y que se adjunta en el cuadro A.1. La valuación de esta producción se realizó con una serie de precios promedio de elaboración propia, que se presentan en el cuadro A.2. El precio del crudo se tomó el precio promedio de venta de las áreas centrales. El precio del gas se estimó constante en 36 \$/M m³.

Cuadro A.2.

Año	Precio Gas \$/M m ³	Precio Petróleo \$/ m ³
1990	36	80
1991	36	109
1992	36	104
1993	36	89
1994	36	79
1995	36	89
1996	36	115

De los ingresos brutos se dedujeron las regalías (12%), el costo de extracción y el costo de desarrollo. El costo de extracción se calculó multiplicando la producción de petróleo y gas expresada en barriles de petróleo equivalentes (BOE), por el valor promedio de costo de extracción por BOE para YPF en cada año considerado, valores que se presentan en el cuadro A.3. En relación a los costos de desarrollo, se aplicaron los valores promedio de costo de desarrollo por BOE de YPF, también listados en el cuadro A.3. El monto de reservas de petróleo a desarrollar se estimó de la siguiente manera. Se consideró que los yacimientos tienen en general una declinación anual del 12%, por lo que se estima necesario desarrollar la diferencia entre el nivel de producción observado y el nivel de producción correspondiente al año anterior declinado al 12%. Asumiendo una declinación del 12%, un barril desarrollado produce a lo largo de su vida útil unos 8.33 barriles. Como el costo de desarrollo se estima como el cociente entre las inversiones en desarrollo y los BOE totales producidos, a la producción por desarrollar se la multiplica por 8.33, ya que esta será la producción total que permitirá dicho desarrollo. En síntesis el costo de desarrollo se computa como:

Costo de Desarrollo=(Producción del año en curso-0.88*Producción del año anterior)*8.33*Costo de desarrollo por BOE.

Cuadro A.3.

Año	Costo de Desarrollo US\$/ m ³	Costo de Extracción US\$/BOE
-----	---	---------------------------------

1991	15.1	6.8
1992	20.8	4.8
1993	22.0	4.2
1994	22.7	3.7
1995	22.7	2.6
1996	22.7	2.5

Fuente: YPF S.A.

Al valor neto de ingreso se le descuenta el impuesto a las ganancias equivalente al 30% (tasa vigente al momento de la venta), tomando en cuenta los carry-over correspondientes a pérdidas previas.

Se consideró un valor residual de las mismas a fines de 1996. Para valuarlas se utilizó el nivel de reservas en m³ equivalentes de petróleo (presentadas en la tabla 1) las que se multiplicaron por un cuarto del precio del m³ de 1996, presentado en el cuadro A.2. Este descuento intenta capturar la diferencia de valor entre las reservas bajo el suelo y las reservas libres para ser vendidas.

Areas Centrales

En el caso de las áreas centrales, se utilizaron los valores de flujo de caja reales de cada área para los años 1991-1997. Como esta información, provista por YPF, no puede ser presentada sin violar las cláusulas de confidencialidad con sus socios, solo presentemos el resultado de rentabilidad global, incluso sin identificar las áreas a las que corresponden. A partir de 1997 se declinó la producción al 12% anual para estimar los ingresos entre 1997 y el año 2021, no imputándose costos de desarrollo para ese período. Los costos de producción se mantuvieron constantes a los de 1997. En nuestra estimación consideramos precios constantes e iguales a los de 1997. Como el período de estimación se extiende hasta el final del contrato no se consideró valor residual. Los valores de rentabilidad están afectados por una tasa de impuestos a las ganancias del 30%, tomando en cuenta los carry-overs apropiados.

Cuadro A.3.						
Producción de Areas Centrales						
	Puesto Hernández	El Huemul		El Tordillo		Vizcacheras
	Petróleo	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo
1991	1266	344	116	356		385
1992	2776	801	269	836		840
1993	2699	902	239	901		891
1994	2779	868	220	882		833
1995	2560	824	218	875		753
1996	2622	772	217	1052	23	721
1997	2704	637	217	1262		702
Producción de petróleo en M m ³ y la de gas en MM m ³ .						

Cuadro A.4.						
Precios para las áreas centrales						
	Puesto Hernández	El Huemul		El Tordillo		Vizcacheras
	Petróleo	Petróleo	Gas	Petróleo	Gas	Petróleo
1991	120.1	103.8	35.8	104.9		106.7
1992	115.9	100.6	35.8	99.9		100.9
1993	94.9	88.0	35.8	87.8		84.2
1994	83.3	77.0	35.8	76.2		80.5

1995	93.6	81.6	35.8	90.9		90.0
1996	117.1	112.7	35.8	114.8	35.8	113.7
1997	101.0	100.6	36.0	96.5		97.2
Precios del petróleo en \$/ m ³ , y del gas en \$/M m ³ .						

Invitamos al lector a aproximar los valores reales con la metodología de estimación explicada para las áreas secundarias, usando la información de cantidades y precios aportada en los cuadros A.3 y A.4.

Reconversión

La evaluación de las reconversiones se realiza con información para cuatro áreas obtenida de Secretaría de Energía (1990b). En todos los casos no se modificaron los precios, es decir que los contratos y las áreas bajo el régimen de libre disponibilidad están evaluados según los precios acordados en el proceso de reconversión (la tabla 7 muestra los relevantes para el área de Koluel Kayke). Para estos precios se computan los ingresos totales de venta bajo dos supuestos: la producción estimada por la comisión y la producción real hasta el año 1997 (este último estimada con datos del período enero-julio), posteriormente declinada al 12% anual. Se computaron los costos de producción en US\$ 6 por barril para el período que va hasta el año 2000. A partir de allí se consideraron costos de US\$ 4 por barril, más consistente con la hipótesis de una declinación al 12%, donde no se hacen gastos de desarrollo. Por una cuestión de espacio no se presentan los datos de producción y precios considerados, los que sin embargo están disponibles de los autores.

Las comparaciones que se presentan en el trabajo son las siguientes. Cuando se evalúa el contrato se lo hace con la producción real de las áreas, estimando su vigencia hasta el año 1999 y utilizando los precios especificados para el contrato al momento de la reconversión (ver texto). Cuando se evalúa el área bajo libre mercado se asume que la concesión se extiende hasta el año 2020 y con los precios de libre mercado también especificados en la renegociación. Con esta metodología se construye la información del cuadro 8. El 11% comentado en la sección 2.3.3(a) se obtiene de comparar la participación que le correspondería a la empresa contratista en una evaluación del contrato similar a la explicada más arriba (con la única diferencia de que usó la estimación de producción acordada por la comisión), con la participación que se obtiene por comparar el diferencial de precios. Es decir, que este 11% mide, independientemente de toda otra consideración metodológica, el efecto de la modalidad usada en términos de asignación de participación al contratista.

Apéndice 2

Definamos el beneficio de la empresa como:

$$\pi_t(\mathbf{p}, \mathbf{q}) = \sum_{i=0}^{\infty} \{ p_{t+i} \cdot q_{t+i} - c(q_{t+i}) \} (1/(1+\delta))^i.$$

Asumimos constantes los precios y las cantidades correspondientes a dichos precios:

$$p_{t+i} = p ; q_{t+i} = q(p) \quad \forall t+i.$$

Bajo estos supuestos los beneficios son iguales a:

$$\pi(p, q) = [(1+\delta)/\delta] \{ p \cdot q(p) - c(q(p)) \}.$$

La idea de la renegociación es mantener el beneficio constante. Si se elige a la participación del contratista $x = p^c / p$, esta implicará una sobrestimación de los beneficios del contratista si:

$$\pi(p^c, q(p^c)) / \pi(p, q(p)) < p^c / p = x.$$

Dada la solución de los beneficios, esta inecuación se cumplirá en tanto se cumpla que:

$$p \cdot p^c \cdot q(p^c) < p \cdot p^c \cdot q(p) + [c(q(p^c)) \cdot p - p^c \cdot c(q(p))].$$

Para $p > p^c$, que implica que $q(p^c) < q(p)$,

una condición suficiente es que:

$$p / p^c > c(q(p)) / c(q(p^c)),$$

o equivalentemente, que los costos no cambien mucho entre un equilibrio y otro. Por otra parte, para el caso en que $p < p^c$, se puede verificar que el hecho que los costos no cambien mucho es condición suficiente para que la metodología asumida genere una subestimación de los beneficios para el contratista.

Bibliografía

- Artana, D. (1988), "Tax Policy and Resource Allocation in Argentina.", *PhD Dissertation*, UCLA.
- Barrows (1997), " *World Fiscal Systems for Oil 1997.*", Vanmeurs & Associates for Barrows, Canadá.
- Bastos, C.; Abdala M.A. (1995), " *Transformación del Sector Eléctrico Argentino.*", Pugliese Siena, Córdoba.
- Cambridge Energy Research Association (CERA) (1995a), " *Transforming Latin America Energy Future.*", Cambridge, MA.
- Cambridge Energy Research Association (CERA) (1995b), " *Measuring the Competition.*", Cambridge, MA.
- Canavese, A (1991), "Hyperinflation and Convertibility Based Stabilization in Argentina.", *Conference on Stabilization and Growth*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- Canitrot, A. (1996), "La Reapertura de América Latina a los Ingresos de Capital (1990 – 1995).", *Documentos de Investigación*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- Canovas, G y P. Gerchunoff (1994), "Las Privatizaciones en la Argentina: Impactos Micro y Macroeconómicos.", *Series Reformas de Política Pública*, N° 21, CEPAL, Santiago de Chile.
- Díaz Alejandro (1983), " *Ensayos sobre la Historia Económica Argentina.*", Amorrortu eds., Buenos Aires.
- Gadano, N. (1998), " *La Desregulación Petrolera Argentina.*", mimeo, YPF.
- Gerchunoff, Pablo (1992), " *Las Privatizaciones en la Argentina. Primera Etapa.*", Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- Givogri, C.A.; Novara, J.J. (1987b), "Síntesis Histórica de la Exploración y Producción Petrolera en Argentina.", *Seminario Nuevas Bases Institucionales para el Desarrollo Petrolero Argentino*, Instituto Torcuato Di Tella, Buenos Aires.
- Ghio, José María (1998) *América Latina Después de la Reforma: Incertidumbre Institucional y Crecimiento Económico*, Mimeo Universidad Torcuato Di Tella.
- Knoop, Carin (1995), "YPF Sociedad Anónima.", *Harvard Business School Case Study*.
- Laffont, J.; Tirole, J. (1993), " *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation.*", MIT, Cambridge, MA.
- Llach, Juan (1997), " *Otro siglo, Otra Argentina.*", Ariel Sociedad Económica, Buenos Aires.
- Mallon, R.; Sourrouille, J.V. (1975), " *La Política Económica en una Sociedad Conflictiva. El Caso Argentino.*", Amorrortu eds., Buenos Aires.
- Mondino, G.; Sturzenegger, F.; Tommasi, M. (1996), "Recurrent High Inflation and Stabilization: A Dynamic Game.", *International Economic Review*, Volumen 37(4), pp 981-996.
- Palermo, V.; Novaro, M. (1996), " *Política y Poder en el Gobierno de Menem.*", Ed Norma, Buenos Aires.
- Persson, T. ; G.Tabellini (1994), " *Monetary and Fiscal Policy.*", MIT, Cambridge, MA.
- Pistonesi, H.; Figueroa de la Vega, F.; Torres, S.M., (1990) "La política de precios del petróleo aplicada en Argentina.", *Revista de Desarrollo y Energía*.

Rodrik, D. (1994), "The Rush to Free Trade in the Developing World: Why So Late? Why Now? Will It Last?", en *Voting for Reform: Democracy, Political Liberalization, and Economic Adjustment*, Haggard, S. y Webb S.B. (eds), Oxford University Press, New York.

Secretaría de Energía (1990a), *Expediente 522906*, Comisión de Seguimiento Areas Centrales.

Secretaría de Energía (1990b), *Expediente 51103*, Comisión de Seguimiento Reconversión de Contratos.

Sturzenegger F. y M.Tommasi (1998), "*The Political Economy of Reform*", en prensa MIT Press, Cambridge, MA.

Valazza, A.L. (1997), "La Gestión Política de las Privatizaciones en Tiempos de Ajuste: Estudio de los Casos de Entel e YPF (1989-1997).", mimeo, *Tesis de Graduación Universidad de San Andrés*, Buenos Aires.

Vickers J.; Yarrow, G.; (1988), "*Privatization: An Economic Analysis.*", MIT Press, Cambridge, MA.

World Bank (1995), "*Fiscal Systems for Oil.*", en Glance Note No 46, Washington DC.

YPF (1972), "*YPF, una empresa al servicio del país 1922-1972.*", Buenos Aires.

Cuadro A.1

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Año	Producción de petróleo (en m ³)							Producción de Gas (en miles de m ³)					
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1991	1992	1993	1994	1995	1996
AGUA DEL CAJÓN		25302	56754	37649	31654	51775	71850	64504	108238	106954	232477	636700	967523
AGUA SALADA		8354	9104	7907	9955	12545	28308	102435	119782	113771	164405	163302	192112
AGUADA BAGUALES	2463	18519	35951	40139	35089	42430	62708	1459	2459	3400	2788	2642	3332
ATAMISQUI	13045	55838	82612	84275	76801	62922	56840						
ATUEL NORTE		4424	6125	4327	3718	3323	2844						
BAJADA DEL PALO		14173	11587	10217	10725	7615	6494	1128	1254	811	310096	177924	122491
BLOQUE 127			17293	31753	25911	21204	19323				1022	1539	2113
CACHEUTA	3246	16211	13143	10968	8883	8522	7882	961	1078	955	750	682	564
CAJON DE LOS CABALLOS	6044	33631	74119	65996	65836	76727	63747	1683	1430	1560	2078	2816	2649
CAÑ. LEON - M.ESP						505865	1106907					123688	393827
CAÑADON MINERALES	9607	124577	168852	214590	213595	211945	272398	8618	14311	17165	13865	19250	21850
CATRIEL VIEJO		2750	6241	5356	4032	4836	3299	1111				138	48
CENTRO ESTE		45170	74041	70747	69936	66837	66636		30242	121237	109205	99456	99814
CERRO OVERO			4798	7622	5857	4403	3359				214	265	15
EL CHIVIL		21625	14306	11553	6857	7814	19119		285	385	120		238
EL MANZANO		3444	2211	2171	1795	1818	1772	1018	948	1367	268	114	102
EL PORVENIR	6460	56480	120300	163123	167357	180150	189220	1349	3116	4964	2775	3220	4140
EL SANTIAGUEÑO		33512	47678	43944	40520	35410	34307	23697	49943	40988	27214	28983	20396
EL SOSNEADO		25316	36329	35411	29344	42593	111786		2308	5883	3926	4358	8289
JAGÜEL DE LOS MACHOS	2971	38613	52543	52002	47309	42918	37260	3737	3977	9770	10963	5044	4979
LAS HERAS (CADIPSA)	11430	96377	87288	78760	67892	59920	63017	3865	9380	10956	9687	8148	8840
LOS BASTOS		17393	33634	22625	13677	8134	5615	38578	150349	163717	149349	95035	52037
LOS CHORRILLOS			14686	23924	21187	18349	12830		366	2611	879		
MESETA ESPINOSA NORTE	7870	66362	102341	78278	63627	44699	38482	10090	15777	14277	25206	10045	20868
PIEDRA CLAVADA	637909	747202	875806	887738	903691	742083	665275			1482	2508	7654	7149
PUNTILLA DEL HUINCAN		3061	2166	1260	351	229	175	740	530	1781	59	12	10
RESTINGA ALI		15998	14939	12635	14720	13000	9436		2005	1267	1284	1337	1290
TRES PICOS			28554	44435	33625	28901	31408				2187	2709	4503
Total	701045	1474332	1993401	2049405	1973944	2306967	2992297	264973	517778	625301	1073325	1395061	1939179

Fuente: Elaboración propia en base a datos del IAP