

**PRIVATIZACION Y DESREGULACION DEL  
SECTOR PETROLERO EN ARGENTINA**

**Pablo Gerchunoff**

Proyecto Regional de Reformas de Política Pública  
CEPAL / Gobierno de los Países Bajos



**NACIONES UNIDAS**  
**COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE**  
Santiago de Chile, 1994

LC/L.845  
Mayo de 1994

Este trabajo fue preparado por el señor Pablo Gerchunoff, Investigador del Instituto Di Tella y Consultor del Proyecto Regional sobre Reformas de Política para Aumentar la Efectividad del Estado en América Latina y el Caribe (HOL/90/S45).

Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

## INDICE

	Pág.
PREFACIO .....	5
I. PRODUCCION PUBLICA Y ECONOMIA CERRADA .....	7
II. EL PROCESO DE PRIVATIZACION Y DESREGULACION .....	11
1. La privatización y la morfología del mercado petrolero .....	12
2. La privatización de reservas .....	12
3. El oligopolio de la refinación .....	14
4. La subordinación del comercio minorista al oligopolio refinador .....	15
III. PRIVATIZACION, APERTURA ECONOMICA Y DINAMICA DE PRECIOS .....	17
IV. EL EFECTO FISCAL DE LA REESTRUCTURACION PETROLERA .....	21
V. EL ROL DE YPF Y SU PRIVATIZACION .....	23
VI. CONCLUSIONES .....	25
Nota .....	26
APENDICE .....	27
CUADROS ESTADISTICOS .....	31
ANEXOS .....	39

## PREFACIO

El Proyecto Regional sobre Reformas de Política para Aumentar la Efectividad del Estado en América Latina y el Caribe (HOL/90/S45), que ejecuta la CEPAL con la cooperación del Gobierno de los Países Bajos, tiene por objetivo identificar reformas que habiliten a los Estados de la región poner en práctica políticas eficaces para perseguir metas conjuntas de estabilidad macroeconómica, transformación productiva orientada al crecimiento sostenido, y equidad social.

Con ese objeto, el Proyecto se ha propuesto analizar procesos efectivos de reforma de las políticas públicas, en una visión articulada de la reforma del aparato del Estado y de sus relaciones con los grupos de interés y los actores sociales, en el contexto de los desafíos que enfrentan los países de la región en la presente fase de su desarrollo y de las modalidades de funcionamiento que van adquiriendo sus economías.

Para ello, se llevan a cabo análisis de procesos de reforma en diferentes áreas de política pública en un conjunto de países de la región en los que se han emprendido tales procesos. Las áreas seleccionadas corresponden a: reformas tributarias, privatización de empresas públicas, reformas del régimen comercial, reformas laborales y reformas en áreas de política social. Los países seleccionados son: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Chile y México.

A su vez, se realizan análisis comparativos —entre países— de las reformas realizadas en cada área instrumental seleccionada, con el objeto de extraer lecciones referidas a cada área, derivadas de diferentes contextos nacionales.

Finalmente, se pretende integrar los análisis de procesos de reforma en cada país en una visión multidimensional del proceso de reforma del Estado que está teniendo lugar en cada uno de ellos, derivando conclusiones sobre los condicionantes y posibilidades de las estrategias de reforma del Estado en América Latina y el Caribe.

## I. PRODUCCION PUBLICA Y ECONOMIA CERRADA

Desde que en 1907 se descubriera petróleo en territorio argentino (Comodoro Rivadavia), la política sectorial estuvo sometida a innumerables vaivenes y a regulaciones muy disímiles, pero por más de 50 años existió un consenso casi unánime acerca de que la exploración, la producción y la comercialización de petróleo y sus derivados debían estar en manos de una empresa estatal. Si bien compañías privadas habían participado desde un comienzo en todas las instancias del negocio -y sobre todo en la refinación y la importación a través de Standard Oil y Royal Dutch-, la mayoría de la clase política no veía eso con buenos ojos y se preocupaba por otorgar preferencias crecientes a YPF y limitar la expansión de sus eventuales competidoras. Las razones que se invocaban eran varias, bastante legítimas en su contexto histórico, aunque no siempre consistentes entre sí: en primer lugar, se decía que sólo una empresa estatal podía asegurar la oferta de un recurso estratégico y lograr en el largo plazo el autoabastecimiento sin detenerse en consideraciones de costos; en segundo lugar, se sostenía que la empresa estatal era un instrumento apto para la apropiación social de la renta petrolera y su reasignación hacia otros fines (bienes públicos, promoción industrial, etc.); en tercer lugar, se afirmaba que sólo el Estado, a través de su empresa, podía llevar adelante una política óptima de agotamiento.

La primera grieta en este consenso apareció por el fracaso de la empresa estatal en el objetivo de lograr el autoabastecimiento. Paradójicamente, el intento inicial de reversión de política provino de un gobierno de orientación nacionalista y estatista: en 1955, poco antes de su caída, el Presidente Perón envió al Congreso -y no fue aprobado, un proyecto de contrato con la empresa norteamericana California Argentina. Se trataba de una concesión de 40 años para explorar y explotar casi 50 000 kilómetros cuadrados en Santa Cruz, vendiendo el petróleo a YPF a precio internacional menos un descuento del 5% por costo de transporte, con una garantía de inversión mínima y comprometiéndose la empresa a participar al Estado con un 50% de las utilidades como mecanismo para socializar la renta del recurso natural.

Pero el ensayo más ambicioso de incorporar al capital privado como contratista del monopolio público fue el de 1958-1962, bajo la presidencia de Arturo Frondizi. En ese período se firmaron contratos de tres tipos en la fase explorativa-extractiva: 1) contratos de exploración y perforación de pozos, según los cuales la empresa privada debía entregar dichos pozos terminados para ser operados por la empresa estatal (a cambio de ello YPF reconocía una tarifa en función de los metros perforados, las dificultades del terreno y el tiempo de uso de los equipos); 2) contratos de desarrollo de yacimientos y extracción de petróleo en áreas con reservas comprobadas por YPF (en

este caso, toda la producción debía ser entregada a la empresa estatal a cambio del pago de un precio convenido en dólares que variaba según contratos y puntos de entrega); 3) contratos de exploración, desarrollo y explotación de áreas nuevas, en que todo el riesgo minero corría por cuenta de las empresas contratistas (éstas se comprometían a llevar a cabo inversiones mínimas y se especificaban los precios y las condiciones de pago en caso de declararse la comerciabilidad de los yacimientos).

Los contratos fueron objeto de muchas críticas. En primer lugar, se argumentó que el pago en dólares y la garantía de remesa de utilidades por parte de las empresas extranjeras anularían los ahorros por menores importaciones; en segundo lugar, que la carga financiera para YPF derivada de atender las cláusulas contractuales excedería la capacidad de pago de la empresa estatal; en tercer lugar, que la obligación asumida por YPF de tomar a su cargo el pago de nuevos impuestos creaba privilegios fiscales. Estos argumentos, unidos a la resistencia surgida en el seno de la propia YPF y a la fuerza que todavía tenían las ideas nacionalistas y estatistas, consolidaron una corriente opositora y terminaron provocando la anulación de los contratos.

Sin embargo, la idea de que el monopolio público no podía hacerse cargo por sí solo de la exploración y la producción de hidrocarburos ya no sería completamente abandonada. En 1967, el gobierno militar del presidente Onganía retomó algunas consignas del desarrollismo, llegó a un acuerdo con empresas en juicio por la anulación de los contratos (Amoco y Cities Services) y, luego de aprobar una nueva ley de hidrocarburos -todavía hoy vigente-, abrió concursos para firmar contratos de exploración y explotación en tierra y en la plataforma continental. Desde entonces los ciclos políticos tuvieron una repercusión algo más moderada sobre la política petrolera: el gobierno peronista instalado en 1973 aceptó el principio de la continuidad jurídica de los contratos, aunque acentuó su intervención en el mercado de productos para intentar una reducción de los márgenes; el gobierno militar del período 1976-1983 firmó otros contratos bajo reglas distintas (y probablemente con mayores privilegios para los contratistas); el gobierno radical (1983-1989) no sólo los respetó sino que impulsó su propio plan para estimular la exploración privada (el llamado Plan Houston).

Debe señalarse que desde el punto de vista del análisis económico, esta participación creciente de los contratistas en la producción total de petróleo crudo, así como la participación de refinerías privadas en el mercado de derivados del petróleo, no significó ni la ruptura del monopolio público ni el sacrificio de los objetivos que tradicionalmente habían estado asociados a dicho monopolio. Hasta la desregulación de 1991, ni los contratistas de YPF disponían libremente del petróleo que extraían (debían entregarlo obligatoriamente a la empresa estatal), ni las refinerías privadas podían comprar libremente petróleo para elaborarlo (el petróleo se asignaba por cuotas y las refinerías obtenían un margen preestablecido por su trabajo). Bajo este régimen, por otra parte, la producción quedó estancada, el autoabastecimiento sólo se logró por la recesión interna y los costos y las ineficiencias de YPF y de sus contratistas se apropiaron de la renta petrolera e impidieron asignarla a otros fines.

En este sistema, pues, la producción estaba, en el momento inmediato anterior a la desregularización, en un 98% en manos de YPF y sólo un 2% se originaba en viejas concesiones petroleras enmarcadas jurídicamente en el Código de Minería. De la producción de YPF, el 62.5% se hacía directamente por la propia administración de la empresa (aunque a veces con equipos alquilados) y el 35.5% a través de contratos con empresas privadas que operaban bajo un régimen de costo plus y con muchos privilegios. Como uno de los objetivos dominantes en el sistema regulado era el autoabastecimiento petrolero, algunos de los mencionados contratos con empresas privadas significaban costos de extracción superiores a los precios de mercado del petróleo crudo. Esto daba origen a conflictos políticos recurrentes, pero lo cierto es que también bajo administración de YPF se incurrió en pérdidas para el sector público manteniendo en producción áreas no rentables.

La capacidad de refinamiento estaba algo más privatizada. Como puede apreciarse en el Cuadro 2, el 62% de dicha capacidad se distribuía entre 6 plantas de YPF, mientras que la empresa privada Shell mantenía el 18% de la capacidad, Esso el 16% y otras refinerías menores el 4%. Una característica estructural de la industria del refino en la Argentina ha sido que el procesamiento de petróleo crudo ha estado por debajo de la capacidad instalada: mientras que la capacidad superaba los 700 000 barriles por día, el procesamiento diario ha estado en 500 000 barriles. La sobreinversión en refinerías, unida al hecho de que el petróleo crudo pertenecía en su totalidad a YPF, determinó que las autoridades políticas diseñaran mecanismos de distribución del petróleo crudo disponible de modo que las empresas (la pública y las privadas) recuperaran "equitativamente" los costos hundidos en las refinerías.

Este sistema requería de un marco regulatorio muy sobrecargado y muy completo. El gobierno fijaba los siguientes valores clave de economía petrolera, con total independencia de los costos de oportunidad: 1) Los precios de venta al público; 2) Los impuestos a los combustibles; 3) Las bonificaciones que las refinerías debían reconocer a los expendedores minoristas como retribución por su tarea; 4) Los precios al productor; 5) Los valores en tanque de refinación (precio FOB en planta destiladora); 6) Los precios de venta del petróleo crudo en cada una de las cuencas petroleras del país. Además las autoridades debían distribuir periódicamente las cuotas de petróleo crudo entre las refinerías y otorgar los permisos para exportación de excedentes (en caso de que los hubiese). Se trataba, pues, de un régimen de incentivos propio de una economía cerrada que divorciaba precios internos, costos y valores internacionales y priorizaba el autoabastecimiento por sobre la eficiencia.

En ese contexto los incentivos que recibía YPF eran múltiples y conflictivos. La empresa era un monopolista público (de hecho, único propietario del petróleo), pero además era el ejecutor de la política nacional de hidrocarburos. En muchas ocasiones, por razones de abastecimiento, la empresa se veía obligada a producir cantidades inconsistentes con las relaciones precio/costo (renta negativa). Estrictamente, YPF no era una empresa sino una dependencia pública con muy limitada autonomía e inhibida de planificar a largo plazo. Con frecuencia, sus metas comerciales (explorar y explotar las mejores áreas para aumentar su rentabilidad; refinar combustibles al mínimo costo)

quedaban subordinadas a otras fijadas exógenamente: otorgar contratos a empresas competidoras nacionales y extranjeras, vender productos por debajo de los costos, convertirse en instrumento de las políticas oficiales para con los sindicatos.



## II. EL PROCESO DE PRIVATIZACION Y DESREGULACION

Las dificultades del monopolio público y del régimen regulatorio vigente hasta diciembre de 1990, unidas a la crisis financiera de YPF, determinaron que las autoridades aceleraran una reforma integral de la economía petrolera. Los objetivos de dicha reforma eran los siguientes: 1) crear mercados competitivos domésticos en la producción de petróleo crudo, en la refinación y en la comercialización de derivados; 2) abrir las transacciones a los flujos del comercio internacional; 3) capturar socialmente la renta de los hidrocarburos sin impuestos que afectaran el nivel de producción y las inversiones; 4) reestructurar YPF para reducir sus ineficiencias y adecuarla a un entorno competitivo. Pese a que el autoabastecimiento siguió figurando en el plano retórico como un objetivo, lo cierto es que en la reforma primó la meta de maximizar la eficiencia por sobre la de maximizar la producción interna.

Los instrumentos que aplicaron las autoridades durante 1990 y 1991 y los que estuvo previsto aplicar durante 1992 apuntaron entonces a eliminar el monopolio público y a modificar las reglas de formación de precios en el sector de hidrocarburos. En primer lugar, se privatizaron reservas de petróleo que estaban bajo control de YPF y que pasaron a ser explotadas por concesión y en un régimen de libre disponibilidad: en este aspecto, se procedió a licitar áreas marginales de baja rentabilidad (algunas de ellas ya habían sido abandonadas por YPF), a asociar a YPF con capitales privados en áreas centrales de alta rentabilidad, a transformar en concesiones muchos de los antiguos contratos. En segundo lugar, se eliminaron -luego vamos a analizar la efectividad de esta medida- las trabas para importar o exportar petróleo crudo y sus derivados, de modo de alinear los precios domésticos con los internacionales. En tercer lugar se cambió la política tributaria del sector: se redujeron las alícuotas de los impuestos a los combustibles y se procuró capturar la renta hidrocarbúrfera ex-ante, a través del pago en efectivo en las licitaciones de áreas (si la información geológica existente está abierta a todos los interesados y la puja es competitiva, las ofertas deben reflejar en este sistema las expectativas acerca del valor esperado de los flujos futuros de renta durante el período de la concesión). En cuarto lugar, se procura una transformación empresarial de YPF para aumentar su eficiencia productiva y luego privatizarla en un porcentaje no menor al 50%.

En lo que sigue, nos interrogaremos acerca de los primeros resultados de este programa de reforma. Dada la necesidad de que las privatizaciones petroleras financiaran por lo menos transitoriamente al sector público (un objetivo macroeconómico que a veces entra en conflicto con los objetivos de eficiencia antes señalados), es posible que algunas medidas de política hayan sacrificado por lo menos en parte las

metas iniciales. Convendrá entonces preguntarnos: ¿implicaron las privatizaciones la formación de mercados competitivos en la producción y refinación de petróleo y en la comercialización de derivados del petróleo?; ¿la dinámica de precios (y el nivel de precios) vigente después de la desregulación es la que habría que esperar en una economía abierta o subsisten restricciones al comercio?; ¿cuál es el impacto fiscal de la reforma?; ¿sirve la transformación y futura privatización de YPF al objetivo de maximizar la eficiencia.

### **1. La privatización y la morfología del mercado petrolero**

Hemos visto antes que uno de los requisitos para una desregulación exitosa era (además de la apertura comercial) la formación de mercados competitivos domésticos en la producción de petróleo crudo, en la refinación y en el expendio minorista. Como la situación previa a la desregulación estaba caracterizada por la presencia de un monopolio público en la producción de petróleo crudo, de un oligopolio con predominio de la empresa pública en la refinación y de una oferta minorista atomizada, pero muy débil, frente al oligopolio refinador, el énfasis de la política de reforma estuvo puesto en la reestructuración del mercado para moderar la presencia de la empresa estatal. Para ello se puso en marcha un programa de privatizaciones de reservas petroleras (privatización que desde una perspectiva macroeconómica servía, además, para financiar al sector público), un programa de privatización de destilerías de YPF y un programa de apertura de la empresa estatal al capital privado. La pregunta que surge es: si bien a partir de estas políticas la empresa estatal pierde poder, ¿se generan, como consecuencia de dichas políticas, mercados competitivos?

### **2. La privatización de reservas**

En el segmento de producción de petróleo crudo las autoridades apelaron rápidamente (aún antes de que estuvieran en vigencia las normas desregulatorias) a un esquema a partir del cual la empresa estatal se iría desprendiendo progresivamente de reservas bajo su dominio. En primer lugar, a principios de 1990, se llevaron a cabo licitaciones competitivas de áreas bajo interés para YPF (en algunas de ellas ya ni siquiera llevaba a cabo trabajos). En segundo lugar se procedió a licitar asociaciones de YPF con empresas privadas en áreas de mayor productividad. En tercer lugar, se negoció con los antiguos contratistas de YPF la reconversión de sus contratos en concesiones, en las que el petróleo pasaría a ser de libre disponibilidad para quienes lo extrajeran. A ese volumen de petróleo privado se agregaría con el tiempo el que surgiera de concesiones para exploración.

La licitación de áreas de interés secundario (definidas como aquellas cuya producción es no mayor de 200 metros cúbicos diarios) consistió en la venta al mejor postor de las reservas comprobadas más una concesión para explorar durante 25 años. El mecanismo utilizado para la adjudicación fue el de cash-bonus, que en caso de que

la licitación sea competitiva permite la apropiación pública de la renta de los recursos en el área concesionada -después volveremos sobre este punto- y maximizar la producción (ya que el pago en efectivo anticipado de las rentas futuras es para el operador privado un costo hundido que hay que recuperar). Bajo este régimen se llevaron a cabo varias licitaciones cuyos resultados y cuyos adjudicatarios se presentan en los Cuadros ANEXOS 1 y 2. En total, el Estado recaudó 400 millones de dólares y pasaron a propiedad privada y libre disponibilidad un flujo anual de producción de 800 000 metros cúbicos. si bien estas no son magnitudes muy importantes, se trató del paso inicial en el programa de privatización de reservas petroleras.

Un segundo paso orientado a expandir el volumen de petróleo privado fue el de la asociación de la empresa estatal YPF con empresas privadas para explotar hasta su agotamiento áreas de bajo riesgo minero, alta producción y alta rentabilidad. En este caso el mecanismo de adjudicación fue menos simple y por consecuencia menos transparente que en el caso anterior: hubo un primer sobre pre-clasificatorio, pero luego hubo también complejas negociaciones sobre los planes de trabajo en las áreas que precedieron a las ofertas económicas de pagos anticipados en efectivo. Así, las licitaciones no fueron tan competitivas como las de las áreas de interés secundario. Sin embargo, aumentó el flujo de libre disponibilidad en 3,7 millones de metros cúbicos anuales. A cambio de la venta de reservas, obtuvo una recaudación por pagos de derechos de asociación de 600 millones de dólares en el primer llamado (ver Cuadro ANEXO 3).

El tercer paso fue la reconversión a concesiones de los contratos que a lo largo del tiempo había firmado YPF para que empresas privadas extrajeran su petróleo a cambio de una remuneración basada en el sistema de mark-up sobre costos. La mayor parte de esos contratos fue en efecto transformada y ello significa ahora una producción de petróleo privado de libre disponibilidad de 7.4 millones de metros cúbicos anuales. La diferencia esencial con los dos casos anteriores, es que en éste no se procedió a una licitación competitiva por el método de cash-bonus; esto significa que al otorgar la concesión no se capturó la renta petrolera. Los antiguos contratistas -la mayoría de los cuales debía entregar las áreas en los siguientes cinco 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. En algunos casos, las concesiones para la explotación de las áreas se ampliaron al transporte por oleoductos, plantas de tratamiento y almacenaje.

En el largo plazo, al volumen del petróleo privado de libre disponibilidad originado en las nuevas concesiones de explotación, se agregará el proveniente de concesiones de exploración. En este aspecto, sin embargo, los avances han venido ocurriendo a un ritmo menor, lo que seguramente derivará en una menor relación producción-reservas en el futuro. El programa previsto -que supone una corrección al que se venía instrumentando desde 1986 bajo la denominación de Plan Houston-, implica el concesionamiento de áreas para explorar bajo dos mecanismos de adjudicación: en el caso de que exista información técnica suficiente que haga presuponer la existencia de petróleo, el mecanismo será el de cash-bonus (con la consiguiente

apropiación social de la renta petrolera); en el caso de que no haya información suficiente, el ganador será el que comprometa el mayor número de "unidades de trabajo", en cuyo caso la renta petrolera no se captura. Como es frecuente en la experiencia internacional, si bajo la segunda fórmula licitatoria hay un descubrimiento importante de petróleo, aparece la presión política orientada a revertir el tratamiento fiscal o a exigir la devolución -por lo menos parcial- del área.

El tránsito del régimen regulado al régimen desregulado en materia de producción de petróleo crudo se presenta en el Cuadro 4. La licitación competitiva de áreas secundarias, la asociación de YPF con empresas privadas en áreas de alta rentabilidad y la reconversión de los antiguos contratos, ha significado el pasaje de un monopolio público que comercializaba 28 millones de metros cúbicos a un mercado en el que la empresa estatal producirá (incluyendo unos pocos contratos no reconvertidos) aproximadamente el 45% del petróleo, mientras que las empresas privadas producirán por su cuenta y riesgo y dispondrán libremente del 55% restante. Como puede apreciarse, el cambio en la estructura de la propiedad es muy profundo.

Sin embargo, el hecho de que el mercado haya dejado de ser un monopolio, no significa que haya pasado a ser un mercado competitivo. Por un lado, YPF mantiene una posición todavía predominante. Por otra parte, cinco empresas privadas (algunas de ellas asociadas a YPF en la explotación de las áreas de alta productividad) concentran el 78% del petróleo privatizado de libre disponibilidad y una sola controla más del 25% en dicho segmento. Bajo estas condiciones, es posible que se desarrollen estrategias coordinadas entre los productores, sobre todo si YPF se comporta como una empresa comercial autónoma y no como un instrumento de la política pública. Este escenario, de acuerdo al cual la oferta de petróleo crudo es de naturaleza oligopólica, plantea entonces la necesidad de crear una oficina regulatoria que controle la conducta del mencionado oligopolio. En un escenario alternativo en el que la empresa YPF ya reestructurada venda más del 50% de sus acciones a capitales privados -tal es el proyecto oficial- el requerimiento de regulación es todavía mayor.

### **3. El oligopolio de la refinación**

En el segmento de la refinación los cambios en la estructura del mercado como consecuencia de la privatización proyectada de destilerías estatales es sustancialmente más atenuada que en el segmento de la producción de petróleo. Luego de la hipotética transferencia a empresas privadas de las refinerías de San Lorenzo, Dock Sud y Campo Durán, la empresa estatal mantendría en sus manos el 52% de la capacidad instalada, mientras que las tres empresas mayores controlarían aproximadamente el 80% del mercado (el porcentaje sería mayor si Esso o Shell adquirieran algunas de las destilerías en venta). Nuevamente en este caso, si YPF se comporta como empresa comercial autónoma del poder político, alguna agencia regulatoria debería vigilar las estrategias coordinadas del oligopolio.

El ejercicio del poder oligopólico por parte de los refinadores se facilita por varias razones. La primera de ellas es estructural: si, como ocurre en la actualidad, hay oferta excedente del petróleo crudo, el precio de dicho petróleo tiende a alinearse con la paridad exportadora, pero como en la economía argentina hay altos costos de transporte respecto a los centros internacionales (barrera natural), los operadores pueden elevar sus precios sin que opere la amenaza de la competencia importada. En segundo lugar, aún cuando las refinerías alinearan sus precios con la paridad importadora, no hay en la Argentina capacidad de almacenaje en tierra, ni infraestructura portuaria (monoboyas), que permitan una importación rápida de derivados del petróleo. Cualquier competidor potencial debería, entonces, hacer inversiones en esos rubros y consecuentemente hundir costos, lo cual desalienta a los eventuales ingresantes. En tercer lugar, la alternativa de un potencial ingresante al mercado a partir de la compra de algunas refinerías que YPF va a privatizar, tampoco parece factible: San Lorenzo es una planta sólo apta para abastecer al Paraguay por barcazas; Dock Sud, para elaborar productos específicos (solvente, aguarrás, etc.) y para reprocesar gas oil y fuel oil estacionados demasiado tiempo; Planta Durán es una planta apta, pero muy alejada de los grandes centros urbanos. A ello hay que agregar los efectos de una regulación discriminatoria, según la cual los actuales distribuidores mayoristas son agentes de retención de impuestos (con los beneficios financieros que ello implica), pero los potenciales ingresantes al mercado no lo pueden ser.

De manera que la reestructuración planeada en el segmento refinador no aumentará la competencia. Los márgenes de refino seguirán siendo comparativamente altos en la Argentina y, a menos que hayan regulaciones explícitas o regulaciones implícitas a través de la empresa pública, las compañías del sector seguirán recuperando los costos de la sobreinversión en la que incurrieron durante los últimos años.

#### **4. La subordinación del comercio minorista al oligopolio refinador**

Bajo el régimen regulado la instalación de estaciones de servicio requería la autorización previa del organismo competente, el que las otorgaba a las compañías petroleras y no a las particulares (además, había unas pocas estaciones de servicio pertenecientes a las propias refinadoras). El otorgamiento de las autorizaciones no se fundamentaba en razones de seguridad, sino en la necesidad de mantener una distancia mínima entre bocas y preservar la rentabilidad privada en los negocios. Bajo esas condiciones los propietarios de estaciones de servicio -que no eran titulares de las bocas de expendio y no podían cambiar libremente de proveedor de combustible-, recibían una remuneración fijada por la autoridad administrativa.

El mercado quedó conformado por una decena de marcas, pero con un alto grado de concentración. Más del 90% de las ventas de naftas se llevan a cabo a través de bocas de expendio que operan por cuenta propia de las tres compañías refinadoras más importantes: YPF, Shell, Esso. En la distribución de las tres bocas, YPF ocupa el primer lugar con el 55% (Cuadro 10), pero las bocas más cercanas a las refinerías y a

los centros urbanos (y por lo tanto las más rentables) se distribuyen más favorablemente a las compañías privadas.

La desregulación operante desde principios de 1991 no ha removido la subordinación de las estaciones de servicio a las compañías refinadoras. Si bien se eliminó el requisito de la autorización previa para instalar nuevas bocas y estas nuevas bocas podrán ejercer la titularidad con independencia de las compañías refinadoras, el stock pre-existente de estaciones de servicio se mantiene vinculado a las refinadoras por contratos largos y en algunos casos por deudas financieras que exceden la duración de dichos contratos. Así la libertad de las estaciones de servicio para cambiar de marca, que es uno de los requisitos para una desregulación exitosa, tardará largo tiempo en ejercerse de manera significativa.<sup>1</sup>

De hecho a juzgar por la experiencia internacional, para que el mercado opere en forma competitiva serían necesarias más marcas, cada una con una pequeña participación y enfrentando redes minoristas con capacidad de almacenamiento de combustibles. En un mercado eficiente, ninguna de las refinadoras grandes debería controlar más del 12% del mercado de manera de no "sugerir" precios como está ocurriendo actualmente en la Argentina. Sumadas las compañías grandes, no deberían controlar más del 35% del mercado, y el resto debería estar conformado por el mayor número posible de marcas con participaciones del 2% al 5%.

El mercado, si bien está mostrando signos de una mayor competencia, está entonces lejos del ideal y por lo tanto requiere de una regulación para proteger a los usuarios. Un ejemplo de políticas públicas para aumentar el grado de competencia podría darse a propósito de la privatización de la red de distribución minorista de YPF, prevista para 1992. Si tal privatización no transfiere los contratos de provisión en bloque, si no garantiza monopolios regionales a los nuevos distribuidores, si evita explícitamente la venta a Shell y/o a Esso y si -en cambio- da la titularidad de las bocas de expendio a los propietarios de las estaciones de servicio, entonces el grado de competencia puede aumentar.

### III. PRIVATIZACION, APERTURA ECONOMICA Y DINAMICA DE PRECIOS

En un modelo estilizado, si la economía está abierta a los flujos de comercio internacional y los costos de transporte son irrelevantes, la morfología de los mercados domésticos en la producción de petróleo crudo, en la refinación y en la comercialización no debería tener importancia. Si los precios domésticos (de petróleo crudo o de derivados del petróleo) exceden los precios domésticos están por debajo de los precios de frontera, el vuelco hacia la exportación reequilibraría los precios. En una economía abierta, pues, los potenciales monopolios domésticos son desafiables y no tienen, consecuentemente, poder de mercado.

Sin embargo, hemos visto en la sección anterior que en el caso argentino la apertura de la economía petrolera debe ser calificada y relativizada: en primer lugar existe una barrera natural dada por costos de transporte que oscilan según las condiciones del mercado, entre 2.5 y 4 dólares por barril. Esta barrera deja indeterminados los precios domésticos. En segundo lugar, no existen las facilidades de infraestructura ni las condiciones institucionales como para que opere el desafío de la importación competitiva a las empresas ya instaladas en el mercado interno. En efecto, si una nueva firma deseara ingresar con petróleo o derivados del petróleo importados, debería previamente realizar inversiones en medios de transporte y almacenamiento y debería además contar con bocas de expendio en localizaciones rentables (bocas de expendio de las que inicialmente no dispondría). Veamos cómo operan estos dos elementos.

Los altos costos de transporte tienen la siguiente consecuencia: si, por haber oferta excedente de petróleo crudo, estuviera vigente teóricamente la paridad exportadora, los precios efectivos del petróleo crudo y de los derivados del petróleo se ubicarían en algún punto entre la paridad exportadora y la paridad importadora y los precios relativos de la economía petrolera dependerían de la capacidad de negociación de productores y refinadores. En un caso como el argentino, con las estructuras de mercado descritas, es probable que el petróleo crudo (de oferta más competitiva) tienda a la paridad exportadora y que los derivados del petróleo tiendan a ubicarse por encima de ella. De ese modo, el margen de refino resultaría más alto que en los mercados internacionales y habría un desincentivo a exportar productos (salvo exportación de excedentes aprovechando capacidad ociosa o negocios transitorios).

Si alternativamente, hubiera escasez de petróleo crudo, todos los precios del sector se alinearían con la paridad importadora (hasta 3 dólares más alta que la paridad exportadora). Habría entonces un mayor incentivo a producir petróleo y a la vez

caerían los márgenes de refino hasta niveles internacionales. Sin embargo, el oligopolio refinador podría evitar la caída en los márgenes si hubiera restricciones a las importaciones competitivas, porque entonces el petróleo tendría como precio límite la paridad importadora, pero los derivados del petróleo podrían excederla. En tal caso si no hay cambios en la presión fiscal, los usuarios continuarían pagando un exceso de margen de la industria refinadora.

Podemos observar que la información disponible en la economía petrolera argentina confirma a grandes rasgos la dinámica de precios que se acaba de examinar. Dicha información se sintetiza en los Cuadros ANEXOS 4/8, en los que se presenta la evolución reciente de los valores domésticos del petróleo crudo, de los valores de retención en los combustibles (que abarcan los precios a la salida de las refinerías más los ingresos por comercialización), de los valores en tanque de refinerías, de los márgenes brutos de refinación (que resultan de deducir el precio del petróleo de los ingresos por venta de una canasta de productos) y de los precios de venta al público. Las conclusiones son las siguientes:

- 1) en el período de transición previo a la desregulación las autoridades ajustaron los valores domésticos del petróleo crudo hasta alinearlos con los internacionales. Desde la desregulación, dichos valores se mantienen -ahora como producto de la negociación entre productores y refinadores- en niveles muy próximos a la paridad exportadora. La mecánica de la transición consiste en acordar sobre el tipo de petróleo crudo equivalente al que se ofrece en el mercado doméstico, llevando a cabo luego una corrección por calidad y descontando los costos de transporte;
- 2) los valores de retención de los combustibles y los valores en tanque de refinería también tuvieron ajustes muy fuertes en la etapa preparatoria de la desregulación, principalmente en el último trimestre de 1990. En este caso, sin embargo, el nuevo régimen ha significado que los precios de los combustibles se mantuvieran un 50% por encima de la paridad exportadora, reflejando así el poder de mercado de las refinerías, que han aprovechado el hecho de que subsisten restricciones importantes a la apertura comercial;
- 3) con precios del petróleo cercanos a la paridad exportadora y con precios de los combustibles por encima de la paridad exportadora, los márgenes de refino están muy por encima de los márgenes vigentes en otros países. Esto significa que a pesar de la desregulación la industria sigue estando en condiciones de recuperar la sobreinversión (lo que no ocurre en otras economías) y sigue encontrando mayores incentivos en producir para el mercado doméstico que para el mercado internacional;
- 4) una de las claves del funcionamiento del mercado desregulado es que cada empresa del oligopolio refinador sugiere los precios de venta minorista a las bocas de expendio y éstas fijadas por contrato, esto significa que las refinerías estarían en condiciones de aumentar sus márgenes brutos hasta el punto en que



los precios de los combustibles se igualen con la paridad importadora. Sin embargo, esto no ocurre, y la causa es que la empresa pública no se comporta enteramente como una empresa comercial autónoma, sino que en ocasiones sigue las instrucciones oficiales para forzar la estabilidad de precios en el mercado.

#### IV. EL EFECTO FISCAL DE LA REESTRUCTURACION PETROLERA

La desregulación petrolera ha tenido -a diferencia de otros cambios en la estructura de la propiedad y en los marcos regulatorios llevados a cabo en otros- un efecto fiscal negativo en el largo plazo (aunque constituyó una importante fuente de financiamiento para el Estado en el corto plazo). Las razones de esta pérdida fiscal estructural son tres: 1) la reducción de la presión tributaria en el sector; 2) la ausencia de reglas de juego estables en el momento de llevarse a cabo las privatizaciones de reservas petroleras (licitaciones bajo condiciones de incertidumbre, con la consiguiente disminución en el valor presente de las rentas; renegociación de contratos petroleros sin una contrapartida de pago en efectivo); 3) la asignación de una parte del producido de las privatizaciones al financiamiento del gasto corriente del sector público.

La reducción de la presión tributaria en la economía petrolera respondió a la necesidad de que el ajuste en el precio del petróleo crudo como consecuencia del proceso desregulatorio, unido al incremento en el margen de refino, no se trasladara plenamente a precios finales, determinando una pérdida de bienestar de los usuarios. En el Cuadro ANEXO 6 puede apreciarse que a pesos de octubre de 1991, los impuestos sobre las naftas son ahora prácticamente la mitad de lo que eran en 1988, mientras que el impuesto sobre el gas-oil es el 18%.

El sacrificio fiscal (computando los menores impuestos sobre los combustibles, pero también la eliminación del impuesto del 10% al procesamiento de petróleo crudo) en el contexto de un programa de estabilización basado en la obtención de un equilibrio fiscal permanente deben ser reemplazados por un aumento de los impuestos en otros sectores o por una menor evasión.

La ausencia de reglas de juego previsibles y coherentes en el momento de llevarse a cabo la privatización (esto es la ausencia de un marco regulatorio previo a la privatización) conspiró contra la recaudación en las licitaciones, tanto de áreas marginales como de áreas centrales y por lo tanto implicó también una pérdida fiscal. Básicamente, esto fue así porque las firmas privadas que habían manifestado interés, en participar en las licitaciones, enfrentaban una gran incertidumbre sobre algunos aspectos básicos para la valuación de las reservas.

En primer lugar, no había regulación para el uso de los oleoductos, que seguían perteneciendo a YPF (consecuentemente los costos de transporte del producto constituían una incógnita); en segundo lugar, estaban indefinidas las regalías petroleras que percibirían las provincias; en tercer lugar, no se sabía cómo se iba a determinar el

precio del gas ni cómo se iba a regular la tarifa de los gasoductos; en cuarto lugar, dada la estructura oligopólica del mercado refinador y la falta de competencia y apertura en la comercialización no estaba claro cuál iba a ser la dinámica del mercado de petróleo crudo. Además, la urgencia en los requerimientos de fondos por parte del Estado, y la necesidad de crear libre disponibilidad, condujeron a las autoridades a avanzar en sus iniciativas sin reparar en que algunas de ellas llevaban implícitas pérdidas fiscales permanentes: éste fue el caso de la reconversión de los contratos petroleros (en el que el Estado no tomó los recaudos para apropiarse de la renta del recurso), o de las licitaciones de áreas marginales en 1990, que se llevaron a cabo en momentos en que Canadá, Nigeria y la URSS también ofrecían excedente de reservas.

El efecto de los vacíos regulatorios sobre la cuenta patrimonial del sector público puede ejemplificarse con el resultado de la primera licitación de áreas marginales a mediados de 1990. Al tratarse de yacimientos con una alta relación gas/petróleo, la consecuencia principal de los varios factores de incertidumbre fue que los oferentes no imputaran prácticamente ningún valor al gas, ya que las condiciones económicas de su extracción, transporte y comercialización eran entonces -y lo siguen siendo todavía- una incógnita. En el Cuadro ANEXO 9 (L. Corte, 1992), puede verse que la oferta global por 40 áreas de bajo rendimiento fue de 262 millones, pero que la renta gasífera no valuada por los interesados superó los 120 millones: en consecuencia, la renta hidrocarbúrfica cedida por el Estado como producto de reglas inciertas representó en este caso el 32% de la renta total.

Hemos dicho que la tercera causa de pérdida fiscal en el proceso de reestructuración petrolera fue la asignación de una parte de los fondos originados en las privatizaciones al financiamiento del gasto corriente (otra parte se destinó a financiar de una forma u otra la reestructuración del sector público). En efecto, la venta de petróleo fue en 1990-1991 el principal aporte de liquidez proveniente del programa de privatizaciones, y esto permitió -junto con otros instrumentos- sostener la política de estabilización macroeconómica. Sin embargo, aún cuando bajo las condiciones financieras que vivía la economía argentina este ingreso de capital constituía una necesidad urgente, su costo fue el flujo de rentas futuras consumidas.

## V. EL ROL DE YPF Y SU PRIVATIZACION

En las secciones anteriores hemos visto que el proceso de desregulación y privatización petrolera no ha conformado todavía un mercado competitivo y abierto a los flujos de comercio internacional. Un argumento posible, sin embargo, es que para establecer definitivamente reglas de competencia es necesaria la privatización completa de YPF y su consecuente desaparición como empresa pública, ya que de otro modo mantendría una posición de liderazgo tanto en la producción de petróleo y gas como en el sector de refino. Sin embargo, también hemos examinado que de las privatizaciones llevadas a cabo hasta el momento no está surgiendo una oferta atomizada de petróleo crudo ni mucho menos un segmento competitivo de refinación y comercialización. El interrogante a contestar es entonces el siguiente: ¿es la reestructuración empresarial de YPF y su futura privatización un instrumento apto para inyectar competencia en el mercado petrolero y remover las restricciones al comercio?.

De la manera en que ese proceso ha sido planeado, la respuesta parece negativa. En una primera fase el proyecto consiste en impulsar una transformación empresarial orientada a aumentar la eficiencia productiva y la rentabilidad, manteniendo la integración vertical desde la producción hasta la comercialización minorista y reteniendo una alta participación en el mercado. En una segunda fase se propone una modificación sustantiva en el capital social de la empresa hasta llegar, en unos pocos años a privatizar no menos del 50% de las acciones. Así del monopolio público vigente hasta 1990, se pasaría a una participación minoritaria del Estado en una de las empresas petroleras (aunque seguramente, todavía, la más importante).

La fase de transformación empresarial prevé los siguientes pasos: 1) asociación con el capital privado para explorar y explotar las cuencas noroeste y austral; 2) concentración de YPF -sin asociaciones- en la exploración y explotación de las cuencas cuyana, neuquina, del Sur de Mendoza y del Golfo de San Jorge; 3) privatización (o eventual cierre) de las destilerías de Campo Durán, San Lorenzo y Dock Sud; 4) mantenimiento en manos de YPF de las destilerías de La Plata, Luján de Cuyo y Plaza Huincul; 5) asociación o venta del Poliducto Campo Durán-Montecristo y de los oleoductos Allen-Rosales y Rosales-La Plata; 6) mantenimiento por parte de YPF del resto de los ductos cautivos de las grandes destilerías; 7) venta de los buques-tanque de cabotaje fluvial y marítimos de subproductos; 8) mantenimiento de los buques afectados al tráfico marítimo de petróleo crudo y subproductos; 9) venta de los talleres navales; 10) asociación en algunos puertos y boyas; 11) asociación en algunas plantas de almacenaje; 12) venta de aeroplantas; 13) venta de la participación accionaria de YPF

(49%) en la empresa comercializadora Interpetrol; 14) privatización parcial del centro de investigaciones.

Por otra parte, el cambio en la estructura del capital de YPF contempla asimismo dos pasos. El primero consiste en una redistribución de acciones al cabo de la cual el Estado Nacional controlaría el 51% de la empresa, las provincias -con prioridad para aquellas que poseen yacimientos de hidrocarburos- el 39% y el personal el 10%. Más adelante, sin embargo, la Nación y las provincias estarían obligadas a enajenar en un plazo de tres años un porcentaje del capital social de YPF no inferior al 50%. La empresa pasaría en ese momento a tener mayoría privada.

El punto que se quiere subrayar aquí es que ni la morfología del mercado ni las restricciones al comercio se remueven con la transformación de YPF en una empresa eficiente y su posterior privatización. Por el contrario, la enajenación del paquete mayoritario de la empresa acarrearía un problema adicional: YPF ya no podría ser, como es hoy, un instrumento de política como regulador implícito que limita a los otros miembros del oligopolio el aumento de los precios y consecuentemente los márgenes de refino. En tal caso, o bien se retorna parcialmente a un régimen de regulación explícita (aunque con normas distintas a las que estuvieran vigentes hasta fines de 1990) o bien hay una pérdida de eficiencia económica.

## VI. CONCLUSIONES

Surge de este trabajo que la reforma petrolera iniciada en 1990 con la privatización de reservas y su libre disponibilidad, y continuada al comenzar 1991 con la apertura económica y la reforma tributaria, todavía no ha alcanzado plenamente sus objetivos. Los principales aspectos que vale la pena considerar son los siguientes:

- 1) la reestructuración en el segmento de exploración y producción ha sido muy importante. Ya no hay monopolio público y con las nuevas reglas funcionando a régimen la participación privada en la oferta de petróleo crudo de libre disponibilidad se va a acercar al 60%. Hay que señalar sin embargo, que el grado de concentración entre los productores privados va a ser bastante alto; una sola empresa controlará más del 25% de la oferta privada; cinco empresas controlarán más del 75%. Este dato cobra mayor relevancia si se analiza la distribución de las empresas privadas por cuenca, ya que la concentración de una firma en una determinada cuenca puede implicar el control de un tipo específico de petróleo;
- 2) el oligopolio refinador se mantiene -salvo por la privatización de destilerías menores de YPF- aproximadamente como en el período anterior a la desregulación. A pesar de que formalmente rige la libertad de transacciones en el comercio internacional, dicho oligopolio no es fácilmente desafiado y por lo tanto puede ejercitar conductas colusivas. En este aspecto, las restricciones a la entrada que están operando son las siguientes: a) falta de infraestructura portuaria (monoboyas); b) insuficiente capacidad de almacenaje; c) privilegios fiscales a favor de las refinerías ya instaladas; d) requerimiento de inversiones complejas para instalar nuevas refinerías (inversiones que por otra parte se desalientan por el actual exceso de capacidad y por las estrategias disuasivas que pueden poner en práctica las firmas preexistentes); e) eventualmente, puede estar operando también una restricción por la dimensión óptima de planta;
- 3) en la comercialización minorista también está limitada la competencia (aunque se trate del segmento en que los cambios en las reglas están dando mayores beneficios). Si bien hay más de 5 000 estaciones de servicio cuyos propietarios lo son de las instalaciones y de la infraestructura, no lo son de las bocas de expendio hasta que venzan los actuales contratos con las compañías refinadoras. El mercado está por el momento dominado por dichas compañías, debido a que los contratos son de largo plazo y a que las empresas de refinación "atan" a las estaciones de servicio con financiamiento para las inversiones;

4) dada la morfología del mercado y las barreras a la entrada, la estructura de precios domésticos es la siguiente: el petróleo crudo se negocia aproximadamente a la paridad exportadora (ya que hay oferta excedente del producto); el oligopolio refinador, en cambio, puede ejercer su poder de mercado y, aprovechando los altos costos de transporte (barrera natural), fijar los valores de retención por encima de la paridad exportadora e imponer las bonificaciones a los expendedores minoristas. Puede añadirse, además, que si el oligopolio refinador no fija precios que superen la paridad importadora no es por la amenaza de la competencia -ya que como hemos visto hay restricciones para ello- sino porque la empresa pública ha seguido instrucciones de la autoridad política para mantener los precios por debajo (regulación implícita por parte de YPF).

5) los efectos fiscales de la reforma petrolera han sido negativos. Esto ha sido así porque las autoridades redujeron la presión tributaria sobre los productos para neutralizar el impacto del cambio sobre los usuarios (en particular en el caso del gas-oil) y porque en las licitaciones de áreas petroleras y gasíferas y en la reconversión de los antiguos contratos se perdió renta del recurso. La causa de esta pérdida es doble: por un lado, al no existir un marco regulatorio previo a las privatizaciones, la incertidumbre redujo las valuaciones de los oferentes (por ejemplo, se ignoraban las condiciones para el transporte o el nivel que alcanzarían las regalías); por otro lado, en la reconversión de los contratos se entregaron reservas en concesión sin una contrapartida de pago en efectivo;

6) una primera lección que se extrae entonces de la experiencia argentina es que la reforma regulatoria debería preceder a la privatización y que, consecuentemente, debería constituirse una autoridad regulatoria con suficiente poder y autonomía. Las tareas de un ente de este tipo serían las siguientes: a) proteger a los usuarios, ya que por largo tiempo el mercado del petróleo y sus derivados no será competitivo; b) tomar medidas que inyecten gradualmente competencia; c) administrar las reservas e inducir una política óptima de agotamiento; d) organizar licitaciones con reglas de juego claras que despejen la incertidumbre e inciten a una valuación máxima de las reservas;

7) de cualquier manera, mientras la estructura del mercado y las barreras a la entrada sean las que hoy son, quizás no sea conveniente privatizar YPF después de su transformación empresarial. En efecto la empresa estatal se está comportando de hecho como un regulador implícito en el mercado de productos y consecuentemente limita el ejercicio del poder oligopólico. Si dicha regulación implícita desaparece, no puede excluirse que tarde o temprano se vuelva a una regulación explícita (aunque con normas distintas a las del pasado).

#### Nota

<sup>1</sup> Roca-Karakachoff, 1991, "Desregulación Petrolera. ¿Un cambio de Política?", Mimeo.

## **APENDICE**

### **I. LA TRIBUTACION EN HIDROCARBUROS**

Los hidrocarburos son recursos naturales agotables y se producen bajo distintas condiciones de costo. Las producciones intramarginales generan rentas económicas susceptibles de ser colectivamente apropiadas vía impuestos. Desde el punto de vista tributario, esta capacidad contributiva asociada con la renta económica es especialmente atractiva, ya que teóricamente existen posibilidades de establecer impuestos que no generan ineficiencias (asignativas o productivas). Sin embargo la experiencia internacional muestra que ni existen regímenes impositivos "perfectos", ya que el conflicto entre eficiencia e ingresos fiscales no es de sencilla solución. La cuestión es de importancia ya que la renta económica de los hidrocarburos (particularmente petróleo) es grande; a continuación presentamos los principales tipos de esquemas positivos utilizados.

#### **1. Regalías brutas basadas en volumen o valor bruto de la producción**

Si la regalía se paga por metro cúbico producido se tiende a no explotar petróleo de menor valor o de mayor costo, además de limitarse al nivel de inversiones destinado a incrementar el factor de recuperación del yacimiento. Esto ocurre a pesar de que el valor económico del petróleo (sin deducir la regalía) puede ser mayor a su costo de extracción. Si la regalía se computa con referencia al valor de la producción y no su volumen, se elimina el efecto calidad del producto, pero se sigue limitando el desarrollo de recursos de mayor costo. Por este motivo muchas regalías brutas tienen escalas decrecientes basadas en el precio del producto o en su costo de producción, lo que tiende a transformar al régimen de regalía bruta en uno de regalía neta. Como los impuestos basados en volumen o valor de producción son bien sencillos de administrar y ofrecen pocos problemas de aplicación, estos sistemas gozan de gran aceptabilidad. Sin embargo, la ineficiencia a la cual dan lugar puede ser considerable, especialmente en países como la Argentina donde los costos de producción son comparativamente altos.



## **2. Regalías netas basadas en los costos**

En este caso la base tributaria es el valor de la producción menos algunos elementos de costo. El tributo discrimina a favor de la utilización de insumos deducibles y en contra del resto de los insumos productivos. De hecho este régimen es una transición hacia un impuesto a la renta económica; si todos los costos fuesen deducibles, incluyendo una tasa normal de ganancia, la base tributaria se identificaría con la renta. Si la tasa se acerca al 100% de esta base tributaria, el régimen equivaldrá a un simple contrato de costo-plus. Es de prever en este caso que no existirán esfuerzos para controlar la minimización efectiva de los costos. Cuando las reducciones de costos producen ahorros de "cinco centavos" (ejemplo: si la alícuota tributaria alcanza el 95%), obviamente no habrá incentivos sustanciales para reducir costos ni para evitar el dispendio en muchos rubros.

## **3. Regalías netas basadas en costos hipotéticos**

Este esquema tributario es un intento de combinar un alto impuesto a la renta con el incentivo para obtener costos mínimos de producción. Una vez que se establece la tasa, el productor puede apropiarse del 100% de las reducciones efectivas de costo. El sistema es de administración compleja ya que exige una precisa cuantificación de costos hipotéticos.

## **4. Impuesto a las ganancias con deducciones**

Este régimen ha jugado un rol central en el esquema impositivo petrolero de muchos países. El impuesto a las ganancias usualmente computa como costos los gastos, más los pagos de intereses por deuda, más las depreciaciones. De hecho equivale a un impuesto a la renta económica más el rendimiento normal del capital propio. La producción de petróleo y gas ha gozado tradicionalmente de un tratamiento favorable en el impuesto a las ganancias. Se le ha reconocido la deducción adicional por "agotamiento" (como un porcentaje del ingreso bruto). Los gastos en exploración y desarrollo también han gozado de un tratamiento favorable con respecto a otras formas de inversiones.

## **5. Participación directa estatal**

La participación del Estado en el capital de explotación es otra forma de apropiación fiscal de la renta del recurso. Se apela al joint-venture simple o a la participación en la etapa de desarrollo del yacimiento. Este régimen es de utilización creciente por parte de los países en vías de desarrollo y en las exploraciones costa-afuera.

## **6. Precios regulados**

Es una forma común de transferir renta desde los productores hacia los consumidores o al fisco. Como generalmente los hidrocarburos son bienes abiertos al comercio internacional, este régimen exige la imposición de impuestos y subsidios a la exportación e importación. Estos impuestos pueden estar diferenciados con el propósito de estimular un mayor grado de industrialización interna del recurso.

## **7. Control cuantitativo de los derechos de explotación**

En los nuevos países productores, por ejemplo Reino Unido y Noruega, el gobierno toma la decisión estratégica acerca del nivel deseado de desarrollo y aprovechamiento de los hidrocarburos. En función de esta decisión se otorgan los permisos de explotación. El Reino Unido optó por una estrategia rápida de explotación, mientras que Noruega, país con reducida población, optó por un sistema conservacionista de sus recursos.

## **8. Licitaciones competitivas por los derechos de explotación**

En los países donde el Estado tiene la propiedad de los recursos (como en la Argentina), el esquema tributario puede ser complementado con la incorporación de las licitaciones competitivas por los derechos de explotación. La adjudicación de los derechos se realiza en función de la magnitud del pago fijo ofrecido. Este pago fijo puede exigirse al contado o bien puede ser analizado teniendo en cuenta las expectativas exploratorias. La gran ventaja de este método es que incentiva al máximo la eficiencia en las etapas de explotación, desarrollo y producción. La eficiencia productiva se logra gracias a la apropiación automática por parte del operador de todas las reducciones efectivas de costos, mientras que la eficiencia asignativa se asegura, ya que siendo la tasa marginal del tributo cero se extraen todos los recursos cuyo valor sea mayor al costo de producción.

La desventaja de este esquema es que no asegura con certeza la apropiación fiscal de toda la renta económica si el proceso licitatorio no es abiertamente competitivo (colusión de oferentes) o si la tasa de descuento de los oferentes es mayor que el costo de oportunidad del capital (debido, por ejemplo, a la inseguridad política del contrato). En la aplicación práctica se puede combinar el pago de una suma fija con una regalía bruta reducida; ambos tributos pueden capturar la renta económica con una pequeña distorsión asignativa ya que el grueso de la renta es apropiado mediante el pago de suma fija. De esta forma no se desalienta la recuperación del recurso con una significativa tasa marginal que reduzca sensiblemente el valor después de impuestos de la producción.

Desde ya, que la bondad de este esquema impositivo depende críticamente del supuesto acerca de la estructura competitiva del mercado. Si el grado de concentración de los oferentes es alto y si la escala de los proyectos es muy grande existirán pocas

firmas en competencia en cada caso. Es justamente el recelo respecto a la competitividad del mercado, combinado con la ausencia de capacidad de control de costos, que ha llevado a muchos países a establecer regalías brutas, a pesar de las serias deficiencias que este método tiene. Sin embargo, el afán de capturar una fracción significativa de la renta mediante la aplicación de elevadas regalías se derrota inevitablemente a sí mismo, ya que minimiza el volumen extraíble del recurso. Esto es así porque para el operador privado el nivel óptimo de extracción es aquel en el cual costo es igual a precio neto de regalía, mientras que desde el punto de vista económico el óptimo se alcanza a un nivel mayor en el cual costo es igual a precio.

Los hidrocarburos son explotados mediante inversiones de riesgo con largos horizontales de planeamiento; la variabilidad de los regímenes impositivos introduce un factor adicional de incertidumbre. Si además se considera el denominado riesgo político, no es de extrañar que algunos proyectos potencialmente rentables no sean ejecutados. No cabe duda que existen grandes ventajas en tener un régimen tributario estable y flexible, que genere una aceptable distribución de costos y beneficios para productores y gobierno. No obstante, las dificultades en acordar este régimen explican la tendencia de muchos países a apelar a la participación directa del Estado ("joint-venture"), o a la adjudicación de permisos de explotación sin pago mientras no exista producción (ejemplo: regalías). En estos casos, el gobierno absorbe una fracción de los riesgos exploratorios.

## **CUADROS ESTADISTICOS**

**Cuadro 1**  
**Régimen de producción de petróleo por origen**  
**millones de m3 y %**

Año	YPF-Admin.		YPF-Contratos		Concesionarios		Total
1971	15.4	(68%)	7.2	(32%)	0.2	(1%)	22.8
1980	18.3	(67%)	8.9	(32%)	0.2	(1%)	27.4
1982	18.2	(63%)	10.2	(35%)	0.4	(2%)	28.8
1983	18.5	(65%)	9.4	(33%)	0.6	(2%)	28.5
1985	18.8	(67%)	8.4	(30%)	0.6	(2%)	27.8
1988	16.0	(64%)	8.3	(34%)	0.6	(2%)	24.9
1989	16.6	(62%)	9.5	(35%)	0.6	(2%)	26.7
1990	16.7	(60%)	10.5	(38%)	0.7	(2%)	28.0

Fuente: Boletín. Secretaría de Energía.

**Cuadro 2**  
**Capacidad instalada de refinación por empresa (barriles/día)**

YPF	441 700	(62%)
La Plata	219 500	
Luján de Cuyo	127 100	
San Lorenzo	39 000	
Campo Durán	27 900	
Dock Sud	4 100	
Plaza Huincul	24 100	
ESSO	112 900	
SHELL	127 100	(16%)
		(18%)
OTRAS	32 000	(4%)
TOTAL PAIS	713 700	(100%)

Fuente: Boletín de combustibles. Secretaría de Energía.

**Cuadro 3**  
**Procesamiento de petróleo**  
**(barriles/día)**

Total país	437 000	(100%)
YPF	300 000	(70%)
Otras	137 000	(30%)

Fuente: Boletín de combustibles. Secretaría de Energía.

**Cuadro 4**  
**Transformación del régimen de producción**

REGIMEN REGULADO		REGIMEN DESREGULADO			
Areas	Producción Millones m3	Nuevas formas de producción	Petróleo libre disponibilidad millón m3	Petróleo YPF millón m3	
Por Administración					
16.7					
	Secundarias	Pago derechos mineros	concesión	0.8	
	Centrales	Pago derechos asociación: Vizcacheras - Pto. Hernández El Tordillo - El Huemul Y.P.F. (Administración)	UTE <sup>a</sup>	3.7	1.0
Por	Amoco-ex cities	Reconversión contratos	Asociación y		
Contratos	Contratos Servicios		Concesión <sup>b</sup>	7.4	1.3
10.6	Riesgo	Reconversión	Concesión	1.9	
	Houston	Reconversión	Concesión	--	--
Antiguas Concesiones		Libre disponibilidad	Concesión	0.7	
0.7					
	<b>TOTAL</b>			<b>14.5</b>	<b>13.5</b>

<sup>a</sup> Supuesta participación YPF 20% en dichas áreas.

<sup>b</sup> En algunos contratos YPF tiene una participación masiva.

**Cuadro 5**  
**Estructura del mercado desregulado de petróleo**

	Millones m3	%
YPF (administración)	11.2	40.0
YPF (contratos)	1.2	4.4
YPF (UTE)	1.0	3.6
Concesiones	14.6	52.0
<b>TOTAL</b>	<b>28.0</b>	<b>100.0</b>

**Cuadro 6**  
**Sector privado. Distribución**

% Producción	Número de empresas
+20%	1
20%-10%	4
-10%	10

**Cuadro 7**  
**Sector Privado. Concentración**

Núm. de empresas	% Producción
5	78
5	20
10	resto



**Cuadro 8**  
**Procesamiento de petróleo**  
**(barriles/día)**

TOTAL PAIS	437 000	(100%)
YPF	300 000	(70%)
SHELL Y ESSO	120 000	(27%)
OTRAS	17 000	(3%)

Fuente: Boletín combustibles. Secretaría de Energía.

**Cuadro 9**  
**Transformación del sector refinación**  
**(composición porcentual)**

Régimen	Oferta de petróleo		Demanda de refinerías	
	<u>YPF</u>	<u>Otras</u>	<u>YPF</u>	<u>Otras<sup>a</sup></u>
a) Regulado	100%	-	70%	30%
b) Desregulado <sup>b</sup>	48%	52%	48%	52%

<sup>a</sup> En base al petróleo procesado.

<sup>b</sup> Incluye la reconversión de todos los contratos y la venta de las tres refinerías de YPF.

**Cuadro 10**  
**Estaciones de servicio por empresa**  
**(en porcentaje)**

	YPF	Otras	Total
Total País	55	45	100
Cap.Fed.y Bs.As	48	52	100
Santa Fe	49	51	100
Resto del país	64	36	100

**Cuadro 11**  
**Sacrificio fiscal**

Recaudación fiscal - impuesto a la transferencia de combustible		
<u>Período<sup>a</sup></u>	<u>Mill. US\$/año</u>	<u>% PIB</u>
Diciembre 1987	2 220	2.8
Diciembre 1988	2 990	3.5
Septiembre 1990	3 120	2.8
Octubre 1991	2 320	1.8

<sup>a</sup> Cifras analizadas.

## **ANEXOS**

Cuadro ANEXO 1  
Adjudicación de áreas de interés secundario  
Año 1990

Cuenca/Area	Adjudicatario	Monto U\$S
<b>Noroeste</b>		
CN01 - Agua Blanca		0
CN02 - El Vinalar		0
CN04 - El Chivil	Tecnic/CGC/Roggio	2 000
<b>Cuyana</b>		
Cacheuta	P. Companc	5 200
Atamisqui	Techint	5 300
Zampal Oeste		
<b>Neuquina</b>		
El Sosneado	Pet.Cro.Rivadav.	2 480
Atruel Norte	Capsa	200
Cajón D/L/Cab	Cadipsa	3 900
El Manzano	P. Companc	1 300
P. de Huincan	P. Companc	1 100
Centro Este	Minar	11 670
Catriel Viejo	Minar	3 570
El Santiagueno	Cadispsa/B.Gas	15 000
J. D/L/Machos	P. Companc	3 000
Agua Salada	Tecnint/Norsen Int	3 000
Bajada del Palo	P. Companc	2 500
Ag. Baguales	Pluspetrol	5 003
Los Bastos	Minar	12 770
A. del Cajón	Minar	26 970
El Porvenir	Pluspetrol	13 011
El Sauce		
<b>San Jorge</b>		
Restingha Ali	Astra	3 010
Las Heras	Cadipsa/B.Gas	22 100
Piedra Clavada	Cadipsa/B.Gas	16 100
Cerro Overo	Astra	1 501
Bloque 127	Astra	7 000
Can. Minerales	Cadipsa/B.Gas	50 500
Can. León	Astra Repsol	3 000
Tres Picos	Astra Repsol	9 100
Mes. Espinosa	Cadipsa	19 400
<b>Austral</b>		
Campo Bremen		
Lag. D/L. Capones		
La Terraza		
Moy Aike		
Del Mosquito		
Chorrillos		
Los Chorrillos	Anderman Smith	1 009

**Cuadro ANEXO 2**  
**Adjudicación Areas de Interés Secundario**  
**Año 1991**

<b>A. CONCURSO PUBLICO 1/91</b>			
<b>CUENCA</b>	<b>AREA</b>	<b>ADJUDICATARIO</b>	<b>MONTO US\$</b>
<b>Noroeste</b> CNO.5 CNO.7 CNO.8	IPAGUAZU SURUBI PTO. GUARDIAN	CGC-GNR INTERNATIONAL INC. CGC-BENITO ROGGIO.GNR TECNICAGUA EPP-TRIPETROL ECUADOR INC.	200 000 600 000 8 150 000
<b>Cuyana</b> CC.4	LORTORDILLOS OESTE	CADIPSA BG. ARGENTINA	1 400 000
<b>Neuquina</b> CNQ.19 CNQ.20 CNQ.21 CNQ.22 CNQ.23 CNQ.24 CNQ.25	LINDERO DE PIEDRA SIERRA AZUL SUR ALTIPLANICIE DE PAYUN LA AMARGA CHICA LOMA GUADALOSA ESTACION FERNANDEZ ORO AGUADA VILLANUEVA	POLARSUD SA. TRITON ARG. INC. PEREZ COMPANC-QUITRALCO PEREZ COMPANC-PETROURUGUAY PLUS PETROL-SUN OIL BRIDAS PEREZ COMPANC-QUITRALCO	512 000 300 010 521 000 2 821 000 300 000 33 600 000 2 521 000
<b>San Jorge</b> CGSJ.11 CGSJ.12 CGSJ.13 CGSJ.14	VELLA VISTA OESTE CALETA CORDOVA CAÑADON RAMIREZ BARRANCAS YANKOWSKY	ROCH SA PANAM GROUP PTO. COMODORO RIVADAVIA ROCH SA PANAM GROUP CADIPSA BG. ARGENTINA	22 225 000 300 000 1 100 000 1 100 000
<b>Austral</b> CA.8 CA.9 CA.10  CA.11 CA.12 CA.13  CA.14	SAN CRISTOBAL OCEANO PALERMO AIKE -AUTOGAS - ALGAS FARO VIRGENES RIO CULLEN LAS VIOLETAS  ANGOSTURA	GLACCOSA ----- OPERACIONES ESPECIALES ARGENT.  PEREZ COMPANC. SAN ENRIQUE PETROLERA-DIG SA SAN ENRIQUE P=DPG SA ROCH FRANCES INVERSIONES SA PAPELERIA SARANDISA DIS PET OPERAC.ESP.ARG.AUTO GAS-ALGAS- PETROURUGUAY SA.	217 410 3 741 000 618 000  45 054 121 3 380 000 5 080 000  9 158 000
<b>DESIERTAS</b> CNO.6 CNO.9  CNQ.17 CNQ.18 CNQ.26 CNQ.27	SELVA MARINA LA BREA  PTO. ROJAS AGUADA BOTADA LA CALERA PTO. BOUQUET		
<b>B. CONCURSO PUBLICO 2/91</b>			
<b>CUENCA</b>	<b>AREA</b>	<b>ADJUDICATARIO</b>	<b>MONTO US\$</b>
<b>Noroeste</b> CNO.6 CNO.9	SELVA MARINA LA BREA	GRIPON-OLMATIC INCONAS DESIERTA	350 000 -----
<b>Neuquina</b> CNQ.17 CNQ.18 CNQ.26 CNQ.27	PTO. ROJAS AGUADA BOTADA LA CALERA PTO. BOUQUET	S.I.PETROL. ORMAS TRAITON ARGENT. GRIPON-OLMATIC INCONAS PLUS PETROL	15 813 000 375 000 2 222 000 223 000

**Cuadro ANEXO 3**  
**Areas privadas**

Operador	Cuenca	Area	
Amozo	Chubut	Cerro Drago	Contrato (1)
Pérez Companc	R. Negro	Catriel Oeste	Contrato (1)
	Neuq.	Entre Lomas	
	La Pampa	25 de Mayo/Medanitos	
	Chub.	Pampa del Castillo	
	Sta. Cruz	Koluel Aike-El Valle	
	Maza	Piedras Coloradas	
	CNQ 4	El Manzano	Areas
CNQ 5	Puntilla de Huincan	Secundarias	
CNQ 9	Jaquel de los Machos		
CNQ 11	Bajada de Palo		
CCY 1	Cacheuta		
CNQ 21	Altiplanicie del Payun		
CNQ 22	La Amarga Chica		
CNQ 24	Aguada Villanueva		
CA 11	Faro Vírgenes		
CNQ	Puesto Hernández	Area Central	
CSM 2	Salada Marina	Contrato	
CNQ 6	Payun del Norte	Houston	
CNQ 16	Lago Pellegrini		
CSM 1	Colorada Marina		
CNQ 15	Estación Cervantes		
Occidental		La Ventana	Contrato (1)
		Río Negro Norte	Contrato
Bridas	Sta. Cruz	Piedra Clavada	Contrato
	Sta. Cruz	El Cordón	
	Neuq.	Lindero Atravesado	
	Neuq.	Al S. de la Dorsal	
	CNQ 24	Estación Fernández Oro	A. Secundaria
	CNE 19	Las Brenas	Contrato
	CNE 27	Anatuya	Houston
	CNE 4	Campo Lugones	
	CGSJ 9	Sur Río Deseado	
	CA 3	Mata Amarilla	
CNQ 4	Río Barrancas		
CA 4	Laguna Grande		
CA 5	Piedra Buena		
CNQ	Cerro Manzano		
CNO5	Pampa del Infierno		
CA 10	Hickman		
	Río Grande Sur		

(continuación Cuadro ANEXO 3)

Operador	Cuenca	Area		
Total	CA	Austral	Cont. Riesgo	
	CA	El Huemul	Area Central	
	CA	Austral Marina	Cont. Houston	
	Sta. Cruz Mza. Sta. Cruz Chubut	Cañadón Seco Río Tunuyan Mesta Espinosa Manantiales Bahr	Contrato (1)	
	Chubut	Km. 20	Ant. Conc.	
	CSJ 1 CSJ 5 CSJ 6	Restinga Ali Cerro Overo Bloque 127 Cañadón León	Area Secundaria	
	CSJ 9	Tres Picos		
	CCY	Vizcacheras	Area Central	
	CNO 14 CNO 15 CNO 8 CNO 14 CSJ 8 CNE CNE 1 CNE 2 CNE 5 CNE 10	Abra Pampa Aguilar Unión Zapala Centro de la Cuenca Freyre Laguna Yema Las Lomitas Río Teuco Nueva Población	Contrato Houston	
	CAPSA	CNQ 14	Aguada del Cajón	A. Secundaria
			Diadema	Ant. Conc.
		CSJ 5	Colhue Huapi	Cont. Houston
	Pluspetrol		Ramos Centenario	Contrato (1)
CNQ 12 CNQ 15 CNQ 23		Aguada Baguales El Porvenir Loma Guadalosa	Area Secundaria	
CNO 6 CNO 7 CNO 11 CNO 18		Morillo Chirete Olleros Loma del Mojón	Contrato Houston	

(continuación Cuadro ANEXO 3)

Operador	Cuenca	Area	
	CNQ 19 CCYB 11 CNE 16 CNO 10 CNE CCYB 2 CNE CNE 3 CNE 11	Anelo Nacunan Oeste Río Bermejo Sta. Bárbara Lincoln Rodeo Junin Pozo del Tigre Comandante Fontana	
Qutralco		Al N. de la Dorsal Cañadón Amarillo	Contrato (1)
Cadipsa		Co. Wenceslao	Contrato (1)
	CNQ 8 CSJ 3 CSJ 4 CSJ 7 CSJ 10 CSJ 14 CNO 4	El Santiagueño Las Heras Piedras Clavadas Cañadón Minerales Meseta Espinosa Barranca Yankolowsky Los Tordillos Oeste	Area Secundarias
	CNQ 11	Las Lajas	Cont. Houston
Petrolera San Jorge	Mza.	Refugio Tupungato	Contrato (1)
	CNQ 16	El Sauce	A. Secundaria
	CNQ 8 CNQ 11 CNQ 12 CCYB 4 5 6	Huantrico Las Lajas Laguna Blanca Valle Fértil Marayes Tamberies	Cont. Houston
Tecpetrol		José Segundo	Ant. Conc.
	CNQ 13 CNQ 10 CCY 2 CNQ 2 CNQ 7	Los Bastos Agua Salada Atamisqui Atuel del Norte Catriel Viejo	A. Secundaria
	CCYB 8	Gral Alvear	Cont. Houston
	Chubut	El Tordillo	Area Central



(continuación Cuadro ANEXO 3)

Operador	Cuenca	Area	
Petroquímica Comodoro Rivadavia	Chubut	Km. 8	Ant. Conc.
		Medianera	Contrato (1)
	CNQ 1	El Sosneado	Area
	CNQ 6 CSJ 12	Centro Este Caleta Córdova	Secundaria
APCO		Anticlinal Campamento	Contrato (1)
Tecsa		Rinconada - Pto. Morales	Contrato (1)
	CCY 8	Pampa de las Salinas	Cont. Houston
C.G.C.	CNO 4	El Chivil	Area
	CNO 5	Ipaguazú	Secundaria
	CNO 7	Surubi	
	CNO 1	Sta. Victoria	Cont. Houston
ROCH	CNQ 3	Cajón de Caballos	Area
	CSJ 11	Bella Vista Oeste	Secundaria
	CSJ 13	Cañadón Ramírez	
Chanares H.		Chanares Herrados	Contrato
Shell	CNQ 7	Gobernador Ayala	Contrato
	CNE 22	Sta. Silva	Houston
	CNE 23	Villa Guillermina	
	CNE 31	Reconquista	
Polarsud	CNQ 19	Lindero de Piedra	A. Secundaria
Tritton	CNQ 20	Sierra Azul Sur	A. Secundaria
	CNE 18		Contrato
	CNE 8 CNE 9	Monte Quemdo El Caburé	Houston
Glacco	CA 8	San Cristóbal	A. Secundaria
	CA 9	Océano	
	CA	Campo Breman	
	CA CA	La Terraza Moy Aike	
San Enrique	CA 12	Río Culten	A. Secundaria
	CA 13	Las Violetas	
EPP	CNO	El Vinalar	A. Secundaria
	CA	Del Mosquito	

(conclusión Cuadro ANEXO 3)

Operador	Cuenca	Area	
	CNO	Pto. Guardián	
EPP	CA		Area Central
ESSO	CRM 1	Rawson Marina	Contrato Houston
	CRM 2	Rawson Marina	
	CRM 3	Rawson Marina	
	CRM 29	Tostado	
	CRM 28	Los Juries	
BHP	CNO 4	Río Colorado	Cont. Houston
Apalache	CNO 13	Arenal	Cont. Houston
Tecnicagua	CCyB	Río Desaguadero	Cont. Houston
Sta. Fé Energy	CNQ 10	Chividos	Cont. Houston
Petrobras	CSJ	San Julián Marina I	Cont. Houston
Argerado	CNQ 17	Sierras Blancas	

**Cuadro ANEXO 4**  
**Resultado de la licitación de asociaciones en Areas Centrales**

Area	Empresa	Monto U\$S <sup>a</sup>	Monto U\$S <sup>b</sup>	Particip. % <sup>c</sup>
Vizcacheras	Asta-Repsol	97 976 080	76 380 864	90
El Huemul	TOTAL	134 432 574	53 205 603	70
El Tordillo	Tecpetrol	76 604 384	80 666 041	90
Puesto Hernández	Pérez Companc	203 754 800	81 501 920	60
<b>TOTAL</b>		<b>512 767 833</b>	<b>293 754 428</b>	

- <sup>a</sup> Resultado de la licitación del 50% de las reservas.
- <sup>b</sup> Resultado de la venta de porcentajes adicionales a los ganadores.
- <sup>c</sup> Porcentaje total de participación privada.

**Cuadro ANEXO 5**  
**Concentración Privada**  
**Participación en la Producción**

	%
PEREZ COMPANC	26.5
TOTAL AUSTRAL	17.0
AMOCO	15.0
OCCIDENTAL	9.0
ASTRA	9.0
BRIDAS	6.0
TECPETROL	5.0
CADIPSA	3.0
PLUSPETROL	3.0
CAPSA	3.0
QUITRALCO	1.0
Petrolera San Jorge, Petroq. Comod. Rivadavia, Chañares Herrados Roch, Apco, Tecsca, CGC, Glacco, El Carmen Shell.	RESTO

Método: Sobre la producción de junio de 1991 se adicionó a las adjudicatarias de áreas centrales un 80% de la producción estimada en el pliego.

**Cuadro ANEXO 6**  
**Distribución de las principales empresas privadas por cuenca**

	Total Areas Adjudicadas	Cuenca Neuquina	Cuenca Austral	Cuenca San Jorge
Pérez Companc	21	14		
Total	3		3	
Astra	20			9

**Cuadro ANEXO 7**  
**Fiscalidad**

Mes / año	Nafta Super	Nafta Común	Gasoil
1985	66	62	29
Julio			
1986			
Marzo	65	59	28
Agosto	67	67	29
1987			
Febrero	65	63	29
Abril	68	66	27
Octubre	68	65	35
Diciembre	69	65	39
1988			
IV trim.	64	59	49
1989			
IV trim.	64	59	38
1990			
I trim.	63	58	40
II trim.	65	61	45
III trim.	64	60	44
IV trim.	63	57	37
1991			
Enero	59	51	17
Febrero	57	52	18
Marzo	58	52	19
Abril	57	56	21
Mayo	62	49	24
Junio	55	49	21
Julio	55	49	21
Agosto	55	50	21
Septiembre	55	49	20
Octubre	54	50	19
Noviembre	54	49	19
Promedio/1991	56	51	20

**Cuadro ANEXO 8**  
**Precios de venta al público**  
**(en australes de octubre de 1991)**

Mes / año	U\$S/litro			Australes/litro		
	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil Super	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil
<b>1985</b>						
Julio	0 405	0 373	0 180			
<b>1986</b>						
Marzo	0 423	0 389	0 191			
Agosto	0 462	0 423	0 202			
<b>1987</b>						
Febrero	0 380	0 350	0 170			
Abril	0 370	0 330	0 150			
Octubre	0 390	0 340	0 170			
Diciembre	0 370	0 310	0 170			
<b>1988</b>						
IV trim.	0 500	0 420	0 310	10 857	9 096	6 772
<b>1989</b>						
IV trim.	0 324	0 269	0 168	10 162	8 450	5 293
<b>1990</b>						
I trim.	0 350	0 290	0 180	8 945	7 512	4 629
II trim.	0 500	0 420	0 280	9 226	7 748	5 197
III trim.	0 610	0 520	0 350	8 736	7 342	4 964
IV trim.	0 870	0 507	0 470	8 906	7 507	4 765
Prom. 1990				8 956	7 528	4 897
<b>1991*</b>						
Enero	0 737	0 610	0 372	8 148	6 749	4 119
Febrero	0 685	0 562	0 372	8 550	7 029	4 656
Marzo	0 670	0 548	0 333	7 614	6 234	3 790
Abril	0 660	0 540	0 299	7 341	5 989	3 333
Mayo	0 602	0 493	0 262	6 577	5 389	2 863
Junio	0 666	0 557	0 297	7 107	5 938	3 173
Julio	0 666	0 557	0 297	6 927	5 938	3 093
Agosto	0 666	0 547	0 297	6 838	5 611	3 053
Septiembre	0 673	0 554	0 306	6 770	5 574	3 081
Octubre	0 682	0 563	0 325	6 770	5 580	3 220
Noviembre	0 683	0 564	0 324			

\* A partir de 1991, precios sugeridos por YPF en estaciones de servicio con su marca en Capital Federal.

**Cuadro ANEXO 9**  
**Evolución de las retenciones**  
**(en australes de octubre de 1991)**

Mes / año	Retención en U\$S			Ret. en Australes constantes		
	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil Super	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil
<b>1985</b>						
Julio	0 140	0 134	0 131			
<b>1986</b>						
Marzo	0 146	0 140	0 137			
Agosto	0 115	0 145	0 143			
<b>1987</b>						
Febrero	0 132	0 126	0 123			
Abril	0 120	0 113	0 109			
Octubre	0 126	0 117	0 110			
Diciembre	0 115	0 107	0 101			
<b>1988</b>						
IV trim.	0 179	0 173	0 159	3 887	3 747	3 473
<b>1989</b>						
IV trim.	0 116	0 111	0 104	3 638	3 487	3 277
<b>1990</b>						
I trim.	0 129	0 124	0 109	3 297	3 212	2 803
II trim.	0 173	0 164	0 153	3 192	3 025	2 840
III trim.	0 218	0 208	0 194	3 122	2 937	2 751
IV trim.	0 323	0 311	0 292	3 306	4 605	2 960
<b>1991*</b>						
Enero	0 261	0 257	0 267	2 886	2 843	2 956
Febrero	0 253	0 234	0 264	3 167	2 927	3 304
Marzo	0 244	0 225	0 232	2 773	2 560	2 640
Abril	0 246	0 224	0 204	2 736	2 484	2 274
Mayo	0 199	0 187	0 172	2 174	2 044	1 880
Junio	0 257	0 244	0 203	2 742	2 601	2 169
Julio	0 257	0 244	0 203	2 673	2 535	2 114
Agosto	0 257	0 235	0 203	2 639	2 411	2 087
Septiembre	0 262	0 241	0 211	2 636	2 425	2 124
Octubre	0 270	0 248	0 226	2 680	2 458	2 239
Noviembre	0 271	0 249	0 226			

\* A partir de enero de 1991, las retenciones están calculadas en base a los precios de venta de YPF en Capital Federal.

**Cuadro ANEXO 10**  
**Impuestos a la transferencia de combustibles**  
**(en australes de octubre de 1991)**

Mes / año	US\$ / litro			Australes / litro		
	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil Super	Nafta Super	Nafta Común	Gas Oil
<b>1998</b>						
IV trim.	0 323	0 248	0 155	6 981	5 364	3 350
<b>1989</b>						
IV trim.	0 208	0 158	0 065	6 518	4 965	2 026
<b>1990</b>						
I trim.	0 217	0 167	0 069	5 597	4 305	1 784
II trim.	0 323	0 252	0 127	6 004	4 689	2 346
III trim.	0 396	0 308	0 153	5 639	4 287	2 205
IV trim.	0 548	0 423	0 174	5 606	4 329	1 780
Prom. 1990	0 371	0 288	0 131	5 711	4 428	2 029
<b>1991</b>						
Enero	0 434	0 312	0 063	4 802	3 449	693
Febrero	0 390	0 290	0 065	4 880	3 633	817
Marzo	0 387	0 288	0 065	4 394	3 272	736
Abril	0 374	0 279	0 063	4 165	3 101	698
Mayo	0 371	0 276	0 062	4 051	3 017	679
Junio	0 368	0 274	0 062	3 928	2 925	658
Julio	0 368	0 274	0 062	3 929	2 851	642
Agosto	0 368	0 274	0 062	3 780	2 815	633
Septiembre	0 369	0 274	0 062	3 715	2 766	622
Octubre	0 369	0 275	0 062	3 665	2 729	614
Noviembre	0 368	0 274	0 062			
Prom. 1991	0 379	0 281	0 063	4 112	3 056	679

**Cuadro ANEXO 11**  
**a) Precios ex-refinería en la Costa Este del Golfo (EUA)**  
**(US\$/barril)**

Fecha	Nafta s/pb	Regular	Gasoil	Fueloil	Mezcla	WTI
21/10/88	21.64	22.55	18.17	11.90	18.15	13.75
24/08/90	41.91	43.06	38.23	26.45	36.54	29.50
05/10/90	39.42	40.69	41.17	27.15	36.38	36.75
19/10/90	40.08	41.41	42.48	24.60	36.63	35.75
02/11/90	38.95	40.65	39.20	25.75	35.42	33.50
16/11/90	36.53	39.21	31.81	21.75	33.34	29.42
07/12/90	30.30	32.40	34.85	19.90	29.00	25.25
21/12/90	27.69	29.04	32.18	20.25	26.85	25.25
23/03/91	28.90	29.04	23.50	14.45	23.49	18.75
05/04/91	27.93	28.84	22.69	14.00	22.89	18.63
06/09/91	28.29	27.22	26.38	13.75	23.63	20.38
11/10/91	26.74	28.63	27.55	13.80	23.89	21.75
25/10/91	27.63	29.22	28.88	14.10	24.76	21.85
08/11/91	28.18	29.40	29.32	14.10	24.76	21.90

**b) Precios ex-refinería en Argentina**  
**(US\$/barril)**

Fecha	Nafta S.	Nafta C.	Gasoil	Fueloil	Mezcla	Petrol
10/88	19.87	19.59	19.76	11.87	17.36	11.44
08/90	21.61	29.97	19.97	13.56	18.33	13.69
09/90	34.01	33.66	33.82	17.88	29.26	22.87
10/90	35.42	35.05	35.22	18.62	30.48	23.82
11/90	38.69	38.30	38.48	22.71	33.77	25.79
12/90	39.81	39.40	39.60	23.36	34.75	26.53
03/91*	26.64	25.10	25.80	16.50	22.94	16.40
04/91	26.02	24.10	24.50	15.60	21.95	17.10
09/91	28.20	26.70	25.80	13.70	22.90	17.60
10/91	28.50	27.00	26.90	15.20	23.77	17.80

\* A partir de 1991 precios por YPF.

Fuente: Energy Detente.



**Cuadro ANEXO 12**  
**Márgenes de refinación**  
**(en US\$/barril)**

	EUA	Argentina <sup>a</sup>
Octubre/88	4.40	5.92
Agosto/90	7.04	4.64
Octubre/90	0.88	6.62
Noviembre/90	1.92	7.98
Diciembre/90	1.60	8.22
Marzo/91	4.74	6.54
Abril/91	4.26	4.85
Octubre	2.91	5.97

<sup>a</sup> El margen argentino es un margen teórico, sobre la base de rendimientos de un petróleo tipo promedio país.

**Cuadro ANEXO 13**  
**Socialización de la Renta Hidrocarburífera en**  
**Áreas Marginales**

Oferta Global		US\$ 262 000 000
VPN Infraestructura	US\$ 63 087 000	
VPN Reservas remanentes de crudo	199 036 000	
	<hr/>	* 262 123 000
Pérdida parcial de renta petrolera		* 123 000
Renta de exploración no valuada por los oferentes		* 3 041 000
Renta gasífera no valuada por los oferentes		* 210 039 000
Pérdida total de renta hidrocarburífera		* 123 203 000

**Cuadro ANEXO 14**  
**Impuesto a los Combustibles**  
**(Año 1991 en Australes por litro)**

Prod.	Enero/91 Dec.2733/90 <sup>a</sup>	Enero/91 Resol 1424 <sup>b</sup>		Febrero/91 <sup>c</sup>		Feb/91 <sup>d</sup>	Septiem/91 <sup>e</sup>	
		TOTAL PAIS	ZONA SUR	TOTAL PAIS	ZONA SUR		TOTAL PAIS	ZONA SUR
NC s/pb	2 040	2 140	1 910	2 729	2 555		2 679	2 505
NC s/pb	2 740	2 840	2 520	3 665	3 371		3 615	3 221
NC c/pb	2 040	2 140	1 910	2 729	2 555		2 729	2 555
NC c/pb	2 740	2 840	2 520	3 665	3 371		3 665	3 371
Kero	100	100	75	134	100		134	100
Gas Oil	510	410	385	682	515	614	614	463
Diesel	900	900	900	1 204	1 204		904	904
Fuel Oil	200	200	200	862	268		268	268
Aeronafta	50	50	50	67	67		67	67
Solventes	1 900	1 900	1 900	2 541	2 541		2 402	2 402
Aguarrás	1 900	1 900	1 900	2 541	2 541		2 402	2 402
Gas Natural A/M3								
Norte Río Colorado	180	180		241			241	
Sur Río Colorado	90	90		68			68	

<sup>a</sup> Decreto 2733 rige a partir de 1/1/91.

<sup>b</sup> Resolución 1424/91 (B.O.87052) rige a partir de 1/1/91.

<sup>c</sup> Publicada en B.O. 87072 rige a partir del 3-2-91.

<sup>d</sup> Resolución M.E. 77/91 del 25/2/91. ZONA SUR, MISIONES Y FORMOSA 463 A/Litro.

<sup>e</sup> Resolución N° 1022 del 3/9/91. Rige a partir de la vigencia de la Ley 28966.

El impuesto discrimina las naftas según su contenido de plomo.  
 FORMOSA Y MISIONES GAS OIL 463 A/Litro.

**Cuadro ANEXO 15**  
**Precios sugeridos por la Compañía Petrolera Y.P.F. S.A.**  
**(Desde el 01/01/91 hasta el 26/11/91)**  
**(A/litro)**

FECHA	SUPER	NORMAL	GASOIL
01/01/91	4 721	3 897	2 346
15/01/91	4 895	4 075	2 483
24/01/91	4 790	3 890	2 440
29/01/91	5 280	4 390	2 780
03/02/91	6 620	5 450	3 700
14/02/91	6 460	5 300	3 470
21/02/91	6 370	5 220	3 430
26/02/91	6 370	5 220	3 260
20/03/91	6 330	5 180	3 030
28/03/91	6 270	5 110	2 850
10/04/91	6 510	5 310	2 960
26/04/91	6 640	5 450	2 960
13/09/91	6 680	5 500	3 040
07/10/91	6 730	5 500	3 130
21/10/91	6 770	5 580	3 220
03/11/91	6 800	5 610	3 220

**Cuadro ANEXO 16**  
**Precios sugeridos por la Compañía Petrolera ESSO S.A.P.A.**  
**(Desde el 01/01/91 hasta el 26/11/91)**  
**(A/litro)**

FECHA	SUPER	NORMAL	GASOIL
01/01/91	4 820	4 030	2 420
15/01/91	4 970	4 150	2 530
23/01/91	4 870	4 040	2 480
30/01/91	5 390	4 570	2 980
31/01/91	5 290	4 390	2 900
03/02/91	6 640	5 470	3 710
07/02/91	6 620	5 450	3 700
15/02/91	6 460	5 290	3 470
21/02/91	6 370	5 220	3 430
26/02/91	6 370	5 220	3 360
28/02/91	6 370	5 220	3 260
09/03/91	6 370	5 220	3 260
22/03/91	6 330	5 180	3 030
02/04/91	6 270	5 110	2 850
10/04/91	6 550	5 330	2 970
17/04/91	6 800	5 580	3 020
30/04/91	6 740	5 480	3 970
10/05/91	6 740	5 480	3 010
18/05/91	6 970	5 670	3 110
07/06/91	6 970	5 570	3 030
26/06/91	6 970	5 440	2 970
14/09/91	7 020	5 500	3 040
08/10/91	7 120	5 690	3 130
23/10/91	7 220	5 790	3 220
16/11/91	7 240	5 730	3 220

**Cuadro ANEXO 17**  
**Precios sugeridos por la Compañía Petrolera SHELL C.A.P.S.A.**  
**(Desde el 01/01/91 hasta el 26/11/91)**  
**(A/Litro)**

FECHA	SUPER	NORMAL	GASOIL
01/01/91	4 830	4 030	2 460
23/01/91	4 880	4 040	2 500
30/01/91	5 360	4 490	2 960
03/02/91	6 660	5 480	3 730
08/02/91	6 630	5 450	3 700
04/02/91	6 470	5 300	3 470
22/02/91	6 410	5 220	2 430
25/02/91	6 410	5 220	3 360
28/02/91	6 390	5 220	3 260
22/03/91	6 640	5 180	3 030
26/03/91	6 340	5 180	3 030
02/04/91	6 290	5 120	2 860
10/04/91	6 560	5 340	2 980
12/04/91	6 530	5 320	2 970
22/04/91	6 620	5 370	2 970
28/04/91	6 750	5 510	2 970
01/05/91	6 980	5 590	3 000
05/06/91	6 980	5 590	3 020
09/08/91	6 980	5 590	3 020
17/09/91	7 030	5 650	3 090
10/10/91	7 130	5 700	3 180
12/11/91	7 240	5 790	3 280