

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS**

**MAESTRIA EN FINANZAS PUBLICAS PROVINCIALES Y  
MUNICIPALES**

**La estructura del mercado de producción de petróleo en la  
Argentina durante la década de los 90**

Tesista: Vanina Maragno

Director: Gonzalo Fernández

Julio 2004

## Resumen Ejecutivo

Este trabajo tiene por objeto conocer la estructura del mercado petrolero en el segmento upstream, en la Argentina a partir de la desregulación del mercado de hidrocarburos. A los fines de comenzar con el estudio del segmento, en primer lugar se realizó una descripción del marco institucional y de las transformaciones estructurales efectuadas en el mismo a partir de dicha desregulación. Luego, a través de variables económicas, se observó el comportamiento y la evolución del sector. Por medio de estas variables, se detectó para el período que abarca desde enero de 1993 hasta diciembre del 2001, por un lado, que la evolución y la tendencia de los precios provinciales estuvieron determinadas por el precio de referencia del mercado WTI, pero por otro lado se observó que los niveles de los precios provinciales de facturación y en boca de pozo fueron en promedio superiores para el mercado interno que para el externo. Este hecho determinó que se investigaran factores de diferente naturaleza. En primer lugar, se indagó acerca de la existencia de poder de mercado por parte de los productores internos. Para ello, se calcularon indicadores de la estructura del mercado y se llevaron a cabo pruebas estadísticas de estructuras alternativas de mercado. El indicador utilizado para observar el grado de concentración del mercado interno fue el Índice Herfindahl Hirschman. Las hipótesis alternativas de estructuras de mercado que se formularon en base a la descripción del sector y que fueron testeadas son: competencia, oligopolio de Cournot, liderazgo de precios y colusión. Los tests de hipótesis fueron llevados a cabo a través de regresiones múltiples utilizando mínimos cuadrados agrupados para datos de panel de las provincias argentinas productoras de petróleo, para el período que abarca desde enero de 1998 a diciembre del 2000. Los resultados obtenidos del análisis de los indicadores y de las pruebas estadísticas han puesto de manifiesto, respectivamente, un mercado altamente concentrado desde 1993 hasta 2003; y que el modelo que mejor se ajustó a los datos fue el colusivo. Sin embargo, estos resultados fueron considerados como preliminares, debido a que en el mencionado análisis no se introdujeron factores ajenos a la estructura del mercado; y a que las estimaciones realizadas no resultaron del todo convincentes. En consecuencia, se analizaron otros factores susceptibles de explicar total o parcialmente los diferenciales de precios de facturación y en boca de pozo de los mercados interno y externo, dichos factores fueron: los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales, el requerimiento de un tipo especial de crudo para el mercado interno, la distancia y las diferentes oportunidades comerciales asociadas a ambos mercados.

Como conclusiones principales del trabajo puede remarcarse que en general, las transformaciones estructurales realizadas en el sector integradas a la legislación preexistente, han dado como resultado un marco regulatorio que satisface las condiciones necesarias y básicas para un upstream competitivo. Por otra parte, los resultados obtenidos a lo largo de todo el trabajo que sugerían que el principal determinante de los precios provinciales tanto para el mercado interno como para el externo había sido el precio del mercado de referencia WTI; fueron finalmente confirmados, pues los precios de facturación para el mercado interno han sido acordados mediante contratos entre productores y refinerías en base a una fórmula que toma como principal determinante al precio del mercado WTI. En consecuencia, el mercado interno ha mostrado un comportamiento competitivo, debido a que, por un lado, ha existido coincidencia de voluntades de oferentes y demandantes, y por otro lado, se ha tomado como principal determinante del precio interno a un factor exógeno. Finalmente, los diferenciales de precios han encontrado su explicación principalmente en las diferentes oportunidades comerciales asociadas a los mercados interno y externo, y en menor medida, en la mayor distancia asociada al mercado externo.

# Índice

<b>Introducción</b> .....	pg. 1
<b>Capítulo I</b>	
<b>Características del sector</b> .....	pg. 3
<b>Capítulo II</b>	
<b>Descripción del marco institucional y transformaciones estructurales</b> .....	pg. 6
II. 1- Características del segmento upstream.....	pg. 6
II. 2- Características del segmento de transporte.....	pg. 8
II. 3- Licitación de áreas, reconversión de contratos y privatización de YPF.....	pg. 8
II. 4- Comentarios sobre el marco institucional vigente	
II. 4.1- Del upstream.....	pg. 10
II. 4.2- Del segmento de transporte.....	pg. 11
II. 4.3- Del downstream.....	pg. 12
II. 4.4- Áreas adjudicadas, reconversión de contratos y caso YPF.....	pg. 13
<b>Capítulo III</b>	
<b>Descripción de la evolución y del comportamiento del sector</b> .....	pg. 14
III. 1- Participación en el mercado de operadores y áreas geográficas.....	pg. 14
III. 2- Variables reales: producción, exportaciones, importaciones, reservas comprobadas y oferta y demanda interna.....	pg. 16
III. 3- Producción y precios.....	pg. 17
III. 4- Precios provinciales para los mercados interno y externo y precios internacionales.....	pg. 19
<b>Capítulo IV</b>	
<b>Análisis del comportamiento del sector</b> .....	pg. 23
IV. 1- Análisis de la estructura del sector.....	pg. 23
IV. 2- Análisis de otros factores explicativos de la estructura del sector y del comportamiento de los precios.....	pg. 31
<b>Conclusiones</b> .....	pg. 35
<b>Bibliografía consultada y fuentes de información</b> .....	pg. 38
<b>Anexo de cuadros y gráficos</b> .....	pg. 39

## Introducción

La actividad petrolera en la Argentina adquirió durante la década del 90 mucha importancia para la economía del país. Los datos que surgen del sector energético son contundentes. En el año 2001, la matriz de consumo revela que el petróleo y el gas cubren el 40% y el 49% de la demanda energética argentina, respectivamente. Es decir, gas y petróleo conforman en conjunto prácticamente el 90% de la demanda de energía del país. De la matriz de producción se desprende que el petróleo cubre el 47% y el gas el 45% de la producción total de energía<sup>1</sup>. En 1998 la industria de petróleo y gas representó el 6,4% del PBI Interno, y el 24,5% del Producto Bruto Industrial nacional<sup>2</sup>. Sin dejar de lado usos alternativos, el petróleo es insumo clave para combustibles y fuente de energía<sup>3</sup>. Por lo tanto, el comportamiento del segmento upstream<sup>4</sup> afecta a la competitividad del sector energético en particular y a toda la economía en general. En función de los datos mencionados, resulta relevante conocer si la industria petrolera en su segmento upstream es competitiva.

Existen argumentos teóricos que pueden hacer pensar en la existencia de un upstream no competitivo. Como se verá en el primer capítulo, uno de estos argumentos refiere a las características propias del segmento que influyen en su estructura, y el otro, a las conductas que podrían ser adoptadas por los productores internos. El objetivo de este trabajo es conocer el comportamiento del mercado petrolero en el segmento upstream en la Argentina a partir de 1990, año en que comienza a concretarse la desregulación del mercado de hidrocarburos. El interés radica en saber si el mercado se comportó o no de forma competitiva una vez que se dejó a la industria petrolera en manos del libre juego del mercado.

La literatura revisada muestra que no existen editados hasta el momento trabajos que estudien el comportamiento del mercado de petróleo en el segmento upstream en la Argentina, con posterioridad a la desregulación. Por lo tanto, conocer cual fue dicho comportamiento, constituirá el propósito y aporte de este trabajo.

A los fines de alcanzar el propósito mencionado, el trabajo se desarrolló de la siguiente forma: en primer lugar, a los fines de introducir al lector en el tema, por un lado, se expusieron las características inherentes al segmento y relevantes para el estudio de su estructura, y por otro lado, se revisaron los antecedentes bibliográficos relacionados con el tema. Luego, se intentó caracterizar al upstream argentino durante la década de los 90, a partir de la desregulación, para lo cual, en los capítulos segundo y tercero, se describieron variables institucionales y económicas. Dicha caracterización se realizó para obtener indicios que ayudaran a describir el comportamiento del mercado, considerando la incidencia de dichas variables sobre la estructura del mismo.

En el cuarto capítulo, a los fines de completar el análisis descriptivo realizado a través de las variables institucionales y económicas, y de dilucidar algunos puntos que no resultaron del todo claros al describir el segmento, se analizaron factores de diversa índole. Dentro del conjunto de estos factores, se analizó en primer lugar la estructura de mercado. Para ello se calculó un índice útil para el estudio de la misma y se llevaron a cabo pruebas estadísticas. Dichas pruebas consistieron en la realización de tests de hipótesis alternativas de estructuras de mercados para la Argentina en el período que abarca desde enero de 1998 a diciembre de 2000. En función de los resultados obtenidos a través de la descripción del sector, se formularon y testearon las siguientes hipótesis: competencia, oligopolio de Cournot, liderazgo de precios, y colusión. Dichos tests fueron realizados a través de regresiones múltiples, utilizando mínimos cuadrados agrupados para datos de panel de las provincias argentinas productoras de petróleo. En segundo lugar, en función de los resultados obtenidos en el análisis de regresión y a los fines de completar el análisis del

<sup>1</sup> Secretaría de Energía, 2002.

<sup>2</sup> La industria del petróleo y gas comprende: petróleo y gas, refinerías y derivados del petróleo y transporte y distribución de gas. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000.

<sup>3</sup> Además de ser fuente de energía, el petróleo, por medio de la petroquímica ofrece productos que antes eran inexistentes: polietileno, polipropileno, fibras sintéticas como por ejemplo nylon, poliéster, pinturas, colorantes, acrílicos, adhesivos, cosméticos, fármacos, fertilizantes, insecticidas, herbicidas. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000.

<sup>4</sup> El segmento upstream comprende el segmento de la industria que se ocupa de la extracción del producto hasta su llegada al proceso industrial. En el caso del petróleo la definición abarca los trabajos de exploración, perforación, explotación, hasta su entrega en refinería, plantas de proceso o fraccionamiento.

comportamiento del mercado, se analizaron factores no relacionados con la estructura del mismo, pero que podían resultar útiles para explicar su comportamiento y específicamente el de los precios, así como la forma de fijación de los mismos. Por último, se expusieron las conclusiones obtenidas del presente trabajo.

# Capítulo I

## Características del sector

En adelante, a los fines de introducir al lector en el marco teórico, en primer lugar, se hará un breve comentario de las características intrínsecas del upstream, debido a la importancia que las mismas poseen para definir la estructura del segmento, y en segundo lugar, se realizará una revisión bibliográfica.

En función de la influencia que las características intrínsecas del upstream pueden ejercer sobre la estructura del mercado, podría hablarse de características o factores pro - competitivos, según si dichos factores o características favorecieran la competencia, o no - competitivos, en el caso de que no la favorecieran. En este segmento encontramos por un lado, factores consistentes con una estructura competitiva y por otro lado, factores que no son característicos de un mercado competitivo. Esta ambigüedad en las características del mercado, constituye una de las razones por la cual el upstream puede no ser competitivo.

Los factores consistentes con la competencia son, por una parte, la característica de bien transable en el mercado internacional, lo que determina que Argentina sea un tomador de precios a nivel internacional<sup>5</sup> y por otra parte, la posibilidad de acceso a la información del mercado nacional e internacional. Sin embargo, los crudos se diferencian entre sí, lo que implica que puedan ser considerados sustitutos casi perfectos<sup>6</sup>. En relación a los factores que no favorecen la competencia, pueden mencionarse, en primer lugar, la existencia de barreras naturales de entrada, dado que de las tres etapas del segmento de producción - exploración, desarrollo y explotación -, principalmente las dos primeras requieren importantes inversiones e implican alto riesgo y costos hundidos. La industria petrolera se caracteriza por ser intensiva en capital y utilizar tecnología de alta complejidad. En segundo lugar, existen también economías de escala en la producción. En tercer lugar, en el segmento hay tendencia hacia la integración vertical para diversificar el riesgo, lo que favorece la concentración<sup>7</sup>.

Otra de las razones teóricas que podría explicar que el upstream no sea competitivo es el comportamiento de los productores. Los mismos podrían ejercer discriminación de precios en los mercados interno y externo, podrían concertar explícita o implícitamente acuerdos acerca de precios o cantidades, o alguna firma podría ejercer su liderazgo.

<sup>5</sup> Si bien Argentina importa petróleo, desde 1977 hasta el presente nuestro país se ha transformado de importador de petróleo a exportador neto. La posición de Argentina en el mercado internacional es la de un tomador de precios: comparando la producción de Argentina con la oferta mundial, la producción argentina representó en 1998 un 1,27% de la producción mundial - 135.000 m<sup>3</sup>/día sobre un total de 10.639.000 m<sup>3</sup>/día. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000.

<sup>6</sup> Si bien el grado de sustitución es elevado, no puede decirse que la sustitución sea perfecta, debido a que los petróleos poseen determinadas características: densidad - denotada por el índice de gravedad API: Instituto Americano del Petróleo -, viscosidad, índice de refracción y punto de ebullición. Por lo tanto, para hablar de productos homogéneos deben compararse petróleos de similares características. Por un lado, cuanto mayor cantidad de azufre posea un petróleo, su calidad será inferior. Por otro lado, un petróleo se considera pesado si su índice de densidad es inferior a 27 grados API, y liviano si sobrepasa los 40 grados API, la mayoría de los crudos se encuentran entre los 27 y los 40 grados API. Un petróleo liviano se considera de mejor calidad debido a que en el proceso de destilación se podrá obtener una mayor cantidad de subproductos livianos, es decir de mejor calidad, - principalmente naftas - y a un menor costo que en el caso de los petróleos pesados. Consecuentemente, es razonable que existan diferencias de precios entre petróleos pesados y livianos. Si bien la viscosidad, el índice de refracción y el punto de ebullición constituyen características de los petróleos, dentro de las características, el principal determinante del precio es el índice de densidad API. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000. Instituto Argentino de Energía General Mosconi.

<sup>7</sup> Existen características que la industria de hidrocarburos presenta a nivel mundial: la evidencia empírica muestra que tanto la producción como la comercialización de hidrocarburos se desenvuelven bajo una constante tendencia hacia la concentración en muy pocas firmas. Esta tendencia se ha intensificado en los últimos tiempos en que el mundo ha entrado en una nueva era de megafusiones. En muchas ocasiones, el resultado de la concentración ha sido la cartelización. La OPEP: Organización de Países exportadores de Petróleo, constituye un cártel. En 1997 concentraba el 42,57% de la producción mundial de petróleo y el 74,78% de las reservas mundiales de petróleo. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000. Instituto Argentino de Energía General Mosconi.

En virtud de las dos razones que se mencionaron, no resultaría imposible, al observar la realidad, encontrarse con distorsiones.

Por otra parte, a través de la revisión bibliográfica, se encuentra que se han analizado mercados para bienes con características similares a las del petróleo<sup>8</sup>. Novara (1997) encuentra que en los mercados de gas natural y gas licuado de petróleo las firmas discriminan los precios del mercado interno y externo, cobrando un precio en boca de pozo inferior en el mercado externo, y realizando un subsidio cruzado desde el mercado interno hacia el externo. Analiza en forma descriptiva los mercados de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP) en Argentina a partir de la desregulación del mercado de hidrocarburos, encontrando además, en el caso del GN, una estructura oligopólica, cuya evolución avanza hacia una estructura cada vez más cerrada. Similarmente, encuentra una oferta altamente concentrada en el mercado del GLP. Para los precios del GN destaca que la Cuenca Neuquina ejerce un liderazgo en su fijación y la Cuenca Noroeste es seguidora, es decir, no posee ningún tipo de poder para fijar el precio de mercado, sino que se limita a aceptar los precios que establece la Cuenca Neuquina. Tanto el mercado del GN como del GLP exhiben Índices Herfindahl Hirschman<sup>9</sup> - HHI - altos, y dentro del GLP fraccionado YPF SA explicaba en 1996 6400 puntos de dicho indicador; lo cual otorga evidencia de una elevada concentración de la oferta en dicha firma. El autor aclara además que la concentración tiende a ser aún mayor de lo que sugiere este índice debido a que la cantidad efectiva que está a disposición de cada operador depende de su participación en la Unión Transitoria de Empresas (UTE).

Cont y Urbiztondo (2001), observan la creciente y fuerte participación de Repsol - YPF en la producción y en la comercialización; y el incremento de los precios del gas en boca de pozo entre 1993 y 2000. Estudian el GN en el upstream por medio de un análisis descriptivo. Determinan que el incremento fue producto de un acomodamiento de los precios al pasar de una situación donde dichos precios se encontraban regulados y deprimidos a un contexto de liberación de los mismos. Por lo tanto, concluyen que dicho incremento resulta consistente con un comportamiento competitivo, pues no existe evidencia de que el incremento en los mismos tenga su origen en acuerdos colusivos o en la presencia de una firma dominante. Los signos que soportan un comportamiento competitivo son: el crecimiento de la demanda - tanto interna como externa -, precios deprimidos del petróleo, pérdida en la participación de Repsol - YPF en el mercado, similar patrón de comportamiento de la relación producción/reservas de esta firma en comparación con el resto de las firmas. Por otra parte, los distintos precios por cuencas se explican por el diferencial en los costos de transporte - acceso al city gate<sup>10</sup> -

En otro trabajo relacionado, Coloma (1999), analiza el mercado de combustibles líquidos para el downstream<sup>11</sup>, testeando cuatro hipótesis alternativas de estructura de mercado: competencia, oligopolio de Cournot, liderazgo de precios y colusión para el período 1994 -1997. Utiliza datos mensuales nacionales agregados. Realiza análisis descriptivo y de regresión de los cuatro modelos de mercado. De dichos análisis y del testeo de las hipótesis de a pares y de cada modelo con el modelo general surge como conclusión que el modelo que mejor se ajusta a los datos es el competitivo, por lo que no se manifiesta evidencia de que las firmas ejerzan poder de mercado individualmente ni a través de acuerdos. El autor considera la nafta súper, normal y el gasoil y realiza una descripción de las siguientes variables: precio del crudo, IPC, ventas, capacidad utilizada por firma, HHI promedio para cada combustible y evolución de la participación en el mercado de las cuatro firmas principales. Ninguna de las variables que denotan concentración del mercado resultaron relevantes. Este trabajo complementa el análisis descriptivo con el análisis de regresión y tests de hipótesis, es decir, completa la descripción de los datos sometiendo a pruebas estadísticas a las diferentes hipótesis.

<sup>8</sup> Dichas características refieren esencialmente a la estructura de costos de la etapa de producción o upstream, que comprende las actividades de exploración, desarrollo de pozos y explotación. Guadagni, Alieto A., 1992 e Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2000.

<sup>9</sup> El HHI es un indicador que manifiesta el grado de concentración del mercado. En Argentina se considera que el mercado se encuentra altamente concentrado cuando el HHI supera los 2500 puntos. En páginas subsiguientes el lector podrá encontrar más información acerca de este índice.

<sup>10</sup> Se debe tener en cuenta que las conclusiones de este trabajo son preliminares, debido a que este documento de trabajo se halla en elaboración.

<sup>11</sup>El downstream refiere a los últimos tramos de un proceso industrial o a la etapa de comercialización del producto o subproductos. Comprende los procesos de refinación, separación, fraccionamiento, distribución y comercialización.

Coloma (2000) analiza los efectos competitivos de la integración Repsol - YPF, tratando de ver si dicha integración provocó o no un cambio en la estructura del mercado. El período estudiado es el año 1999. Utiliza la misma metodología que en el trabajo anterior, la única diferencia reside en que en este último trabajo los datos que maneja no son datos de series de tiempo agregados a nivel nacional, sino que son datos de panel mensuales desagregados por provincias. Los resultados obtenidos se contraponen con los del trabajo anterior: se concluye que la integración provocó un cambio en la estructura del mercado - paso de un oligopolio de Cournot a uno de liderazgo de precios - y que por ende se produjo en la economía una pérdida de eficiencia. Los diferentes resultados obtenidos en los dos trabajos, pueden tener su justificación tanto en el diferente período analizado como en la utilización de datos desagregados por jurisdicción que permiten captar la influencia geográfica y consecuentemente, la posible concentración existente en los mercados locales.

Finalmente, FIEL (1999), expone estudios que se han realizado en el Reino Unido en el mercado de combustibles, durante los últimos treinta años previos a la década del 90, con el propósito de detectar comportamientos no competitivos. El último de estos estudios fue realizado en 1989, y si bien se encontró que las dos terceras partes de la oferta total estaba concentrada en cinco mayoristas, al analizar el comportamiento de otras variables, se concluyó que no existían evidencias que sugirieran la existencia de precios cartelizados o beneficios monopólicos. Por el contrario, se encontró que los precios al público netos de impuestos seguían con rezago los precios de Rotterdam, que se había reducido la diferencia absoluta entre el precio del crudo y el de los derivados durante la década del 80, que el margen entre el precio neto de impuestos y el precio internacional de los combustibles no había aumentado y que dicho margen se encontraba asociado a costos de distribución y de transporte. Por último, se encontró que los beneficios obtenidos por la industria petrolera habían sido menores a los obtenidos por otras industrias y las tasas de rentabilidad diferían entre las firmas.

Como conclusión de la literatura revisada, puede notarse que la evidencia es variada: en el caso del mercado de combustibles líquidos en Argentina, los dos trabajos de Coloma - si bien para diferentes períodos - arrojan resultados que se contraponen<sup>12</sup>. En el Reino Unido, al analizar el comportamiento del mercado de combustibles líquidos para los treinta años anteriores a la década del 90, no se encontró evidencia de un comportamiento anticompetitivo a pesar de encontrarse la oferta concentrada en pocos productores. Son realmente llamativas las diferentes inferencias a las que llegan para los mismos mercados y similares períodos Novara por un lado y Cont y Urbiztondo por otro.

---

<sup>12</sup> Como se ha mencionado previamente, dicha contraposición podría estar justificada en el diferente período analizado por los dos trabajos, o por el hecho de que la utilización de datos desagregados por jurisdicción permite captar la posible concentración existente en los mercados locales.

## Capítulo II

### Descripción del marco institucional y transformaciones estructurales

Para comenzar con la descripción del sector, la atención se centrará en el marco institucional que lo regula. Las características de las variables institucionales, son de fundamental importancia a los fines del estudio de la estructura de un mercado, debido a que el marco institucional constituye la base sobre la cual se asienta dicha estructura. En función de este motivo por un lado, y por otro lado en función de la vital importancia que poseen los recursos energéticos para un país, es que se ha elegido considerar este tipo de variable para empezar a describir al sector.

Dentro del marco institucional, los temas que pueden influir en la estructura del mercado, y que por ende se tratarán a continuación son: la existencia o no de barreras legales de entrada al mercado, el otorgamiento o no a los particulares por parte del Estado de permisos de exploración y concesiones de explotación, el reconocimiento o negación de la exclusividad de los derechos que se derivan de dichos permisos y concesiones, la regulación que se hace de los permisos y las concesiones, las políticas de precios y cantidades y la política de comercio exterior aplicable al segmento, el régimen tributario aplicable a la actividad, y determinados aspectos de segmentos ligados al upstream que pueden influir en el mismo. Asimismo, pueden haber influido en la estructura del mercado, la forma en que se realizaron las licitaciones y en que se adjudicaron las áreas dispuestas para exploración y explotación, y el proceso de privatización de YPF.

En primer lugar, se expondrá el contenido de la normativa vigente y se hará referencia a los procesos de licitación y adjudicación de áreas, así como a la privatización de YPF; para luego realizar un comentario considerando los efectos que dicha normativa y dichos procesos pueden ejercer o haber ejercido sobre la estructura del mercado.

#### **II. 1- Características del segmento upstream**

La base legal del marco regulatorio de la actividad hidrocarburífica se halla establecida en la ley 17319 de 1967. Los cambios estructurales y las profundas modificaciones que tuvieron lugar en el marco regulatorio fueron realizados mediante decretos, sin modificar la base legal establecida en la ley.

Dicha norma faculta a aquellas personas con capacidad civil para realizar trabajos de reconocimiento superficial, previa autorización de la autoridad de aplicación. El permisionario está obligado a entregar a la autoridad de aplicación los datos primarios del reconocimiento superficial. Los permisos de exploración y las concesiones de explotación adjudicados por medio de concursos alcanzan a toda persona física o jurídica domiciliada en el país, que reúna capacidad técnica, solvencia financiera y que asuma los riesgos de la actividad.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación son considerados derechos exclusivos del concesionario. El nuevo marco regulatorio para la exploración, queda definido, esencialmente, sobre la base de la ley 17319, complementada por el decreto 2178/91. Las disposiciones básicas refieren a un esquema licitatorio definido en función de un mix de variables licitatorias: compromisos de inversión, regalías y cánones. La ley, que otorga a la autoridad de aplicación la facultad de confeccionar los pliegos, pondera condiciones tales como inversiones, importes y plazos. En caso de éxito exploratorio, se asegura una concesión de explotación. El decreto privilegia a los oferentes que propongan el programa de inversión más alto y a aquellos que realicen las actividades exploratorias en menor tiempo.

Las disposiciones de la ley 17319 establecían la posibilidad para el titular de un permiso de exploración de contar con un plazo máximo de 14 años para áreas terrestres y 17 para áreas

marinas - haciendo uso del período de prórroga -. El decreto 2178/91, en las mismas condiciones y respectivamente para las mismas áreas acorta dichos plazos en 4 años, resultando un plazo de 10 años para áreas terrestres y 13 años para áreas marinas. La ley también contempla reversiones. Las mismas consisten en la devolución por parte del permisionario al Estado de una parte del área remanente. Esta última se define como la diferencia entre el área original otorgada al permisionario y las superficies transformadas en lotes de una concesión de explotación y/o las superficies restituidas con anterioridad al Estado. El permisionario está obligado a revertir al Estado el 50% del área remanente del permiso al finalizar cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico, y en función del decreto 2178/91, las áreas revertidas al Estado, pueden ser licitadas nuevamente. Además, el operador tiene derecho a todos los mantos productivos hasta el nivel estatigráfico alcanzado por la perforación más profunda, revirtiendo al Estado los posibles niveles existentes más abajo de dicho límite al finalizar el primer período, y quedando disponibles para nuevas licitaciones. La subsecretaría de combustibles puede contratar con terceros la realización de apoyo, asesoramiento especializado y la difusión de planes exploratorios, en el país y en el extranjero.

El decreto 2178/91, a su vez incorpora medidas tendientes a reducir la existencia de áreas improductivas y a incrementar la oferta. Existe libertad de acceso para empresas nacionales, así como también para empresas internacionales. Las áreas revertidas quedan aptas para nuevas licitaciones, las áreas en las que no se presenten ofertas o en que las mismas se desestimen, continúan sujetas a concursos. Las provincias pueden sugerir la inclusión de nuevas áreas y la autoridad de aplicación puede recibir solicitudes de permisos de exploración para áreas no contempladas originalmente.

La ley 17319 disponía un límite para el otorgamiento de permisos o concesiones, estableciendo un máximo de cinco permisos o concesiones al mismo titular. En los decretos 1212/89 y en el 2178/91 se elimina dicho límite<sup>13</sup>.

En materia tributaria, la ley 17319 establece que los titulares de permisos y concesiones se encuentran sujetos al régimen fiscal impuesto para todo el país. Las Provincias y Municipalidades no pueden aumentar los impuestos, salvo que se trate de un aumento generalizado de impuestos o de contribuciones de mejoras. En los hechos, han tenido lugar ciertos inconvenientes en los niveles provincial y municipal, por un lado, las provincias luego de las privatizaciones aumentaron la alícuota del gravamen a los ingresos brutos del 1% al 2%, por otro lado, se redefinieron ejidos municipales a los fines de poder cobrar las tasas de seguridad e higiene a los productores de petróleo y se produjeron algunas interpretaciones arbitrarias del impuesto a los sellos. El decreto 2178/91, representa un avance en relación a la ley 17319, pues simplifica el régimen tributario aplicable a los titulares de permisos y/o concesiones, al eliminar el impuesto especial a la renta - cuya alícuota era del 55% - y las exenciones de tributos sobre accionistas / beneficiarios directos de rentas, y establecer, en su lugar, el impuesto a las ganancias<sup>14</sup>. Dicho decreto, establece clara y detalladamente pautas que prohíben la imposición discriminada o específica<sup>15</sup>. No obstante, durante el proceso exploratorio los cánones son escalonados y las regalías son del 15% sobre el valor producido en boca de pozo destinado a comercialización. Las regalías descienden al 12% durante la explotación. En relación a los impuestos al comercio exterior, si bien la ley 17319 incorporaba la figura de los derechos aduaneros, los posteriores decretos 1212/89 y 1589/89 suprimen dichos derechos a los fines de desregular el sector, delegando la facultad de establecer restricciones a la exportación al Poder Ejecutivo, debiendo preavisar el mismo con una antelación de doce meses<sup>16</sup>.

<sup>13</sup> La restricción de que una misma persona física o jurídica no podía ser titular de más de cinco permisos o concesiones, pasa a ser válida únicamente para las UTE - Unión Transitoria de Empresas -.

<sup>14</sup> Las disposiciones eliminadas, correspondían a los incisos c) y d) del artículo 56 de la ley 17319.

<sup>15</sup> Ya sea que el impuesto recaiga sobre persona, condición jurídica, actividad, patrimonio afectado a la exploración o concesión o a tareas que fueren su consecuencia, incluyendo la disposición de los hidrocarburos producidos.

<sup>16</sup> Con posterioridad a la devaluación, en enero de 2002, mediante la Ley de Emergencia Económica 25561, se introdujeron retenciones a las exportaciones del 20%. Más tarde, en mayo del 2002, a través del decreto 867/02 y la resolución 140/02 de la Secretaría de Energía, se declaró en estado de emergencia el abastecimiento de hidrocarburos en todo el territorio hasta el 30/09/02. Por medio de dichas normas se facultaba a las firmas productoras y exportadoras a exportar, desde mayo del 2002 hasta el 30/09/2002, una proporción del 36% del volumen producido en el mes inmediato anterior.

Las bases para desregular el sector, se hallan en los decretos 1055/89, 1212/89 y 1589/89, los cuales establecían como objetivo principal la fijación de precios y la asignación de cantidades por medio de mecanismos del mercado. Para esto, se dispusieron medidas tales como: la eliminación de asignación de cuotas de crudo, la libre disponibilidad del mismo, la libre importación de crudo y derivados, la exportación a sólo condición de autorización por parte de la Secretaría de Energía en un plazo máximo de siete días, la libertad de precios del petróleo, así como de todos sus derivados, en todas las etapas, la eliminación de aranceles, derechos, retenciones, reintegros o reembolsos, presentes o futuros, la libre disponibilidad de las divisas provenientes de exportación hasta un 70%, análogamente, la libre accesibilidad a las divisas para importación, hasta un 70%.

## **II. 2- Características del segmento de transporte**

El transporte de hidrocarburos es considerado servicio público en Argentina, se halla regulado por la ley 17319 y el decreto 44/91, el mismo aseguraba a YPF SA el acceso a la red de transporte para un determinado volumen programado. La ley 17319 establece el derecho a obtener una concesión de transporte por la titularidad de cada concesión de explotación. Así mismo, los titulares de concesiones de explotación, pueden construir, dentro de los límites del área de explotación, las instalaciones permanentes necesarias para el transporte de sus hidrocarburos sin necesidad de convertirse en concesionarios de transporte, debiéndose convertirse en concesionarios si la ubicación de las instalaciones exceden dichos límites. La ley otorga prioridad a cada concesionario de transporte, para transportar sus propios hidrocarburos antes que los de terceros. Una vez garantizada la prioridad a la que se hizo referencia, la capacidad disponible se considera de acceso libre. El acceso es libre debido a que no existe exclusividad sobre la red de transporte y a que todo transportista tiene la obligación de transportar hidrocarburos de terceros, mientras exista capacidad disponible, sin discriminación de personas y al mismo precio en igualdad de circunstancias y condiciones. El esquema de tarifas sigue a los costos. Se admiten variaciones en los precios en la exacta incidencia de variaciones de impuestos, tasas y contribuciones, quedando las mismas a cargo del cargador.

## **II. 3- Licitación de áreas, reconversión de contratos y privatización de YPF**

Las transformaciones estructurales plasmadas en el marco regulatorio se materializaron en la práctica a través de la licitación de áreas centrales y secundarias de YPF, de la reconversión de los contratos existentes entre el sector privado e YPF, y a través de la privatización de YPF. El proceso licitatorio y la adjudicación de áreas aptas para exploración y explotación fueron regulados en los decretos 1055/89, 1212/89, 1589/89 y 2178/91.

La normativa del decreto 1055/89 disponía la convocatoria a concurso público internacional a los fines de otorgar áreas para su exploración, desarrollo y explotación. Las licitaciones para adjudicar la explotación de las reservas de áreas centrales y marginales, se realizó por el método del bonus bidding. Las ofertas se realizaron a sobre cerrado y los derechos se otorgaron al mejor postor.

YPF Sociedad del Estado en aquel entonces debía entregar a las autoridades áreas marginales - de baja producción - para licitación, y transferir a las provincias áreas de escasa producción o abandonadas. En lo que refiere a las áreas secundarias, las mismas, constituían cerca del 5,8% del total de hidrocarburos producidos en Argentina en 1990. En primer lugar se realizó una precalificación técnica y luego se analizaron las ofertas económicas. Se realizaron tres licitaciones, la primera a mediados de 1990 con 29 áreas, la segunda en agosto de 1991 con 22 áreas y la tercera en junio de 1992 con 22 áreas. En la primera licitación, en la mayoría de los casos se consiguió un solo oferente y las empresas fueron las mismas que las que hasta ese momento eran contratistas de YPF<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> Se trataba de Pecom, Astra, Tecpetrol y Cadipsa.

Por otro lado, la explotación de áreas centrales se realizó mediante asociaciones entre YPF y el sector privado. Para concretar dichas asociaciones se obligó a YPF a licitar un porcentaje de asociación con empresas privadas. El proceso licitatorio constaba de tres etapas. La primera consistía en una precalificación técnica y financiera, la segunda en la presentación de propuestas de desarrollo de áreas y la tercera en la oferta económica. Las ofertas se realizaron a sobre cerrado. El oferente que propusiera el mayor monto en concepto de derecho de explotación accedía a dicho derecho y a la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos bajo la concesión. Se presentaron 23 consorcios formados por 20 empresas para licitar el 50% de las áreas centrales. En la primera etapa se eliminaron 7 empresas, varias de las cuales eran argentinas y operaban correctamente con YPF en áreas de similar envergadura. Las áreas a licitar en marzo de 1991 eran: Viscacheras, El Huemul, El Tordillo y Puesto Hernández. Hubo una sola oferta para el último área, por lo que el proceso fue declarado desierto y se llamó a una nueva licitación en la que se presentaron dos oferentes. En el resto de las áreas tuvieron lugar dos ofertas. Los consorcios ganadores fueron: en Viscacheras, Astra / Repsol, en El Huemul, Total, en El Tordillo, Tecpetrol / Santa Fe Energy y en Puesto Hernández, Perez Companc / Occidental. Semanas más tarde, se propuso a las empresas asociadas a las cuatro áreas, incrementar su participación por un valor no inferior al ya pagado por el 50% del área. En caso de no aceptarse la propuesta, se tenía previsto llamar a licitación a las empresas precalificadas, no obstante las empresas asociadas aceptaron. Los porcentajes de asociación de YPF luego de las dos licitaciones eran: 10% en Viscacheras, 30% en El Huemul, 10% en El Tordillo y 40% en Puesto Hernández. Las cuatro áreas, pasaron de representar en 1991 el 9% de la producción de crudo del país, al 16% en 1992.

Para completar el proceso de adjudicación de áreas, se dispuso que los contratos de locación de obras y prestación de servicios existentes entre el sector privado e YPF, se reconvirtieran a concesiones de explotación o a asociaciones en el marco de la ley 17319. Para cumplir este objetivo se creó una comisión formada por funcionarios del Poder Ejecutivo, parlamentarios, sindicalistas y miembros de YPF. Dicha comisión estableció pautas a los fines de realizar de forma correcta la renegociación. La comisión debía calcular los débitos o créditos resultantes para YPF como consecuencia de diferencias entre los precios internacionales y los precios de los contratos, pudiéndose pagar al contado o con flujos de producción los saldos resultantes. Los parámetros establecidos consistían en: tasa de descuento del 20%, valuación del contrato a precios determinados de acuerdo a las fórmulas contractuales de enero de 1990 convertidos a dólares por el tipo de cambio promedio del período julio 88 - diciembre 89 ajustado por inflación, y valuación de las reservas en mercado libre tomando el precio promedio internacional, período julio 1988 - diciembre 1989, deduciendo regalías y uso de infraestructura de transporte. Sin embargo, el problema aquí consistió esencialmente en que no se respetaron las pautas que habían sido establecidas para efectuar las reconversiones, pues las negociaciones fueron realizadas en base a variables de naturaleza coyuntural. La regla que se aplicó consistía en que si el precio del contrato era mayor que el del mercado internacional, la totalidad del área era entregada al contratista, si el precio del contrato era menor, la diferencia determinaba el porcentaje de asociación de YPF. La entrega de las áreas mediante esta regla dependía de variables coyunturales, y en un principio la reconversión no fue favorecida debido a que los precios internacionales se encontraban deprimidos. Por este motivo las áreas se entregaban a los contratistas por un valor que no necesariamente reflejaba el valor actual neto del reservorio.

Adicionalmente, la metodología aplicada no benefició a YPF: para determinar el porcentaje de asociación se utilizaron ingresos por ventas en vez de cashflows, no se consideró la diferencia entre la duración remanente de los contratos - la mayoría vencía en 1999 - y la mayor duración de las concesiones, la producción se estimó de forma insuficiente y los precios y descuentos fueron fijados arbitrariamente. A todo esto se sumaron negociaciones bilaterales, discrecionales y reñidas. La evidencia de esto se encuentra en que 9 de los 24 contratos quedaron en principio excluidos por falta de acuerdo. Uno de ellos no aceptaba las condiciones negociadas en relación al precio de venta - su producción era cautiva de una refinería de YPF -, 4 en los que Bidas no estaba dispuesta a renunciar a los juicios que mantenía con el Estado; y Perez Companc con el resto de los contratos exigía una reducción en la participación de YPF que se había acordado en principio. Finalmente, las negociaciones reflejaron la voluntad de las tres firmas. La producción de los

contratos existentes entre YPF y el sector privado, explicaba a mediados de los 90 aproximadamente el 35% de la oferta de crudo y comprendía a 12 consorcios/empresas.

Por último, una importante reestructuración fue realizada en la empresa estatal YPF. La transformación de YPF en sociedad anónima data de finales de 1990. Entre 1991 y 1993 se vendieron activos de YPF, áreas centrales y marginales, oleoductos, refinerías, buques, aviones, entre otros. La ley 21145 de 1992, declara a YPF sujeta a privatización total. Desde este momento, las áreas exploradas y explotadas por YPF se convierten en licencias de exploración y concesiones de explotación en el marco de la ley 17319. Las únicas disposiciones que quedaban sin vigencia eran las que limitaban el otorgamiento de más de cinco permisos o concesiones al mismo titular. Se obtuvieron 24 permisos de exploración y 50 concesiones de explotación. La privatización de YPF fue realizada a mediados de 1993, a través de una oferta pública tanto para el mercado nacional como para el internacional. En aquel momento el porcentaje correspondiente al sector privado fue de 59%, el Estado Nacional participaba con el 20%, las provincias productoras de petróleo con el 11% y los trabajadores con el 10%. En 1997 la participación privada representaba el 75%, habiendo reducido su participación las provincias y los trabajadores. La venta de las acciones de YPF fue realizada en forma atomizada, sin entregar el control a un operador internacional ni nacional. Esta realidad se revierte, sin embargo, con la compra total de YPF por parte de Repsol en 1999, operación por medio de la cual YPF queda totalmente en manos privadas.

En el anexo de cuadros y gráficos se expone un cuadro resumen de las normas legales que constituyen las bases de la normativa vigente y de las transformaciones estructurales comentadas anteriormente: ver cuadro 1.

## **II. 4- Comentarios sobre el marco institucional vigente**

La descripción del marco institucional que constituye los fundamentos económicos sobre los cuales se asienta el upstream, permite observar que existen medidas a favor de la competencia y otras en contra.

### **II. 4.1- Del upstream**

En relación a las medidas pro-competitivas, cabe destacar que de las normas mencionadas se desprende que no existen barreras legales a la entrada en la actividad hidrocarburífera. La exclusividad de los permisos y concesiones, reconocen y protegen el derecho de propiedad privada, lo cual resulta una regla adecuada a los fines de definir un marco competitivo. Las medidas tendientes a reducir la cantidad de áreas improductivas producen efectos positivos sobre el incremento de la oferta y sobre la competencia, incentivan perforaciones profundas, el Estado gana en información y posibilita la existencia de una mayor cantidad de oferentes. Adicionalmente, la desregulación del sector contribuye a generar efectos pro-competitivos.

Del otro lado, pueden encontrarse medidas que no favorecen la competencia, entre las cuales se puede mencionar, el otorgamiento de permisos de exploración por medio de compromisos de inversión, ya que esta alternativa licitatoria dificulta la determinación del nivel óptimo de inversión. Esto se debe a la insuficiente información asociada a la misma, ya que la información obtenida a partir de esta variable licitatoria depende del avance del proceso exploratorio. Por estos motivos, es muy difícil definir el nivel óptimo exploratorio con antelación a la realización de la exploración; y el nivel de inversión puede resultar excesivo. Por otra parte, esta variable licitatoria no es la óptima para generar información acerca del valor de los recursos, e implica costos administrativos de inspección al programa de inversión. La inclusión de regalías y cánones escalonados, implican que además de tener que deducirse a los ingresos los costos de desarrollo y operación, se tienen que deducir adicionalmente aquellos conceptos. De esta forma,

los cánones y las regalías reducen el net-back<sup>18</sup>. La reducción del net-back, a su vez, reduce el valor presente neto de la producción futura, y esto a su vez reduce el precio de la reserva. Por estas razones, las regalías y los cánones inducen un nivel exploratorio subóptimo. Por lo tanto, influyen en el nivel exploratorio, pueden producir un abandono prematuro, y por este motivo, pueden inhibir el aprovechamiento de pozos marginales. Los cánones, al ser escalonados en forma creciente en el proceso exploratorio, pueden producir un diferimiento de la producción, al intentarse postergar el mayor costo.

El decreto 2178/91 al acortar los plazos para la exploración, estimula la aceleración de la misma mediante un rápido desarrollo; debido a que de esta forma, el permisionario reduce el riesgo de perder la posibilidad de acceder a la explotación. Esta medida provoca que para el permisionario se eleve el costo de demorar la exploración, y por lo tanto incrementa el costo de oportunidad del capital que enfrenta el mismo. Esto trae aparejado una consecuencia: dado que el momento óptimo para la explotación depende de la tasa de descuento social, el acortamiento de los plazos hace que ésta difiera de la tasa de descuento privada. De esta forma, al generarse una brecha entre la tasa de descuento privada y la social, no se favorece un resultado competitivo, debido a que la explotación no se realizará en el momento óptimo. Conocidos son los efectos distorsivos de cualquier impuesto que no sea de suma fija, pues dado que los impuestos generan una brecha entre el precio de demanda y el precio de oferta, - en general, elevando el primero y reduciendo este último -, la cantidad transada efectivamente en el mercado se reduce en la generalidad de los casos. En el caso de un commodity, cuyos productores enfrentan una demanda externa perfectamente elástica - como podría ser el caso del petróleo -, el precio de demanda no se altera, pero sí el de oferta, por lo que todo el ajuste recae sobre la cantidad vendida. Por estas razones, la aplicación de impuestos que no sean de suma fija producirán una alteración en las decisiones de exploración, desarrollo y producción.

Por otra parte, existen medidas con efectos bidireccionales. La inversión en reconocimiento superficial y exploración se halla sesgada hacia las cuencas ya explotadas, debido a que el permisionario está obligado a entregar a la autoridad de aplicación los datos primarios del reconocimiento superficial. De esta forma los operadores reducen el riesgo de no internalizar los beneficios derivados de la obtención de información. No obstante, dicha información puede contribuir a generar un incremento de la oferta.

Las reversiones constituyen otro ejemplo. Dado que el 50% del área remanente, - esto es, las áreas entregadas al permisionario que no fueron afectadas a la explotación y que previamente no fueron devueltas al Estado - ; debe entregarse a éste y pueden ser licitadas nuevamente, la cantidad de áreas improductivas tienden a reducirse, por lo que resulta una medida que alienta el incremento en la disponibilidad del recurso. Por otro lado, la obligación de la restitución al Estado del 50% del área remanente, estimula la aceleración del proceso exploratorio. Como se comentó anteriormente, la duración óptima de la exploración depende de la tasa de descuento social, por lo que el momento óptimo para la explotación también depende de la misma. En este sentido, el efecto de las reversiones consiste en incrementar la tasa de descuento privada en relación a la social, debido a que se reduce para el permisionario el área susceptible de ser explotada. Dicho incremento en el costo de oportunidad privado provoca la aceleración de la exploración y hace que el momento óptimo privado para la explotación difiera del social.

## **II. 4.2- Del segmento de transporte**

En el segmento de transporte, existen también algunas regulaciones que pueden provocar distorsiones en el upstream. Entre las mismas, debe mencionarse la prescripción de similares tarifas en igualdad de circunstancias y condiciones, la cual, alude a la especificación y a la ruta, pero no se consideran las diferentes densidades de los petróleos. Las mismas deberían tomarse

<sup>18</sup> El net-back es el valor de los metros cúbicos producidos una vez deducidos todos los costos de desarrollo y operación, impuestos y regalías. Para cada período los flujos se calculan en valores reales y son descontados con el costo de oportunidad del capital. El precio de la reserva in situ por m<sup>3</sup> puede calcularse como el valor presente neto del flujo de net-backs que se espera obtener con la producción futura, dividido por la cantidad esperada de m<sup>3</sup>.

en cuenta a los fines de reflejar los diferentes costos operativos, a mayor densidad, menor velocidad en el transporte para toda la operación y mayores costos para todos los cargadores. El hecho de que usuarios que transportan distintas densidades soporten los mismos costos por unidad transportada resulta inequitativo, ya que no se distingue entre los usuarios que agregan un menor costo y los que incorporan un mayor costo en tiempo de transporte. Por otra parte, también resulta ineficiente porque el tiempo requerido para transportar los petróleos más livianos termina resultando mayor del que podría ser. Por lo tanto, se resta competitividad a los cargadores que transportan petróleos más livianos en beneficio de los que transportan petróleos más pesados. De esta forma, se genera un desincentivo a la entrada para los productores de petróleos más livianos, ya que los mismos tienen que incurrir en un mayor costo del que podrían y deberían soportar, y esto funciona como una distorsión en esta actividad cuando la misma se compara con otra actividad alternativa. Adicionalmente, la posibilidad de trasladar los incrementos en las tarifas de transporte sobre los cargadores, en un mercado competitivo, implica una reducción del precio neto de los productores. Esto se transformaría en un desincentivo a la entrada en el mercado para los mismos, no obstante, en los hechos se observa que los productores trasladan sobre las refinerías los costos de fletes, debido a que los incluyen en el precio de facturación.

La organización del sistema de transporte también posee efectos ambiguos sobre la competencia. El acceso libre al sistema de transporte minimiza el exceso de capacidad, y la forma en que está regulado pone en principio en pie de igualdad de derechos a todos los cargadores - todo lo cual constituye una condición básica para un upstream competitivo. Por otra parte, no prohíbe el acceso a productores potenciales, no obstante restringe el número de transacciones y oferentes posibles. Esto se debe a que no da lugar a que un productor pueda eliminar por completo el riesgo de no contar con capacidad de transporte mediante el pago de un precio, genera ineficiencias y por lo tanto impide el establecimiento de un adecuado marco competitivo. De todas maneras, este efecto negativo se ve contrarrestado al menos en parte con la posibilidad otorgada a cada concesionario de explotación de obtener una concesión de transporte. Estas disposiciones, permitirían reducir la potencial dependencia existente entre productores y transportistas, brindándose un cierto nivel de protección a los productores existentes y potenciales. Ante un exceso de demanda, la solución se establece mediante un prorrateo de la capacidad en proporción directa a los volúmenes de cada cargador, correspondiéndole de esta manera un mayor volumen en términos absolutos a los usuarios que poseen una mayor participación en el sistema. No obstante, hasta el momento no se han presentado problemas relacionados con la capacidad de transporte, debido a la construcción de nuevos oleoductos y al incremento en la productividad de los existentes.

#### **II. 4.3- Del downstream**

Por último, el hecho de que no exista obligación para las distribuidoras de abastecer el mercado, otorga un margen de libertad a las mismas porque les permite negociar el precio con los productores y obtener un menor precio. Sin embargo, según se desprende del decreto 1212/89, los precios del petróleo y de todos sus derivados, en todas las etapas, se encuentran desregulados. De lo anterior se deduce que si las distribuidoras pagaran un precio elevado por el petróleo, no existiría impedimento legal para que trasladaran dicho precio hacia etapas posteriores<sup>19</sup>. Es decir, no existe un precio tope que obligue a reducir costos. Por ende, las distribuidoras no tendrían otro incentivo para conseguir un menor precio por parte de los productores, más allá del propio de incurrir en un menor costo y de obtener una mayor rentabilidad.

---

<sup>19</sup> De todos modos, el impedimento real va a estar dado por las elasticidades de la oferta de las distribuidoras y de la demanda de las refinerías.

## II. 4.4- Áreas adjudicadas, reconversión de contratos y caso YPF

El proceso licitatorio, la reconversión de los contratos y la privatización de YPF Sociedad del Estado son también objeto de análisis y de diversos comentarios como los realizados anteriormente. La adjudicación de áreas de explotación a través del bonus bidding en una licitación competitiva arroja un resultado eficiente y resulta favorable a los fines de generar un mercado competitivo. En el caso particular de las áreas secundarias, el hecho de que se haya presentado un solo oferente en cada área y que hayan sido los mismos que hasta entonces habían sido contratistas de YPF, no genera necesariamente una solución no competitiva o ineficiente. Esto puede ser así, siempre y cuando el licitante no haya tenido conocimiento de su condición de único oferente. Esta condición no tenía necesariamente porque ser conocida por el mismo, dado que las ofertas se presentaban bajo sobre cerrado. No obstante es muy probable que los contratistas de YPF hayan poseído una ventaja informativa acerca del área en comparación con las firmas no contratistas.

En el caso de las áreas centrales, la eliminación de 7 empresas en la etapa de precalificación, varias de las cuales eran argentinas y operaban razonablemente bien con YPF en áreas de similar envergadura, podría generar interrogantes. Asimismo, podría dar lugar a interrogantes el hecho de que unas semanas después de la primera licitación de las cuatro áreas se propuso a las empresas asociadas incrementar su porcentaje de participación por un valor no inferior al ya pagado por el 50% del área. La propuesta realizada a las empresas existentes, resulta discrecional y excluyente para nuevos oferentes, lo cual no constituye un punto de partida favorable para la generación de un mercado competitivo. La oferta debería haber estado abierta a todas las empresas que habían precalificado, asociadas o no.

Por otra parte, el incremento de la participación en el porcentaje de asociación con YPF no fue determinado de forma correcta. La auténtica manera de determinar el valor de las participaciones incrementales hubiese sido llamando a licitación por dichas participaciones; al abonar un valor no inferior al ya pagado anteriormente, no se garantizaba que dicho valor fuese en verdad el correspondiente a la participación incremental.

Gadano y Sturzenegger (1998) estimaron para el período 1991-1997 tasas de retorno promedio del 35% anual para áreas marginales, y para áreas centrales tasas de retorno promedio inferiores al 24% anual. El rendimiento anual de los bonos públicos era del 24% anual. El retorno para el promedio de las áreas resultó compatible con el retorno de los títulos públicos, lo cual sería un indicador de que en términos globales, las licitaciones de áreas centrales y marginales resultaron competitivas.

Un comentario aparte merece el proceso de reconversión de los contratos. En este caso, el punto fundamental consiste en que lo adecuado hubiese sido utilizar un procedimiento que permitiera definir el valor de cada contrato, para esto, la licitación de los derechos de YPF al mejor postor hubiese sido una alternativa adecuada, por supuesto, partiendo de la igualdad de oportunidades para todos los oferentes, lo que hubiese implicado la posibilidad para los contratistas de participar en la licitación. Por otra parte, como se explicó, en función de que no se respetaron las pautas establecidas para la reconversión - sino que la misma se basó en los hechos en variables coyunturales -, y en función de que la metodología aplicada perjudicó a YPF, las áreas se entregaron a los contratistas por un valor que no necesariamente reflejó el valor actual neto del reservorio. Por el contrario, el valor pactado por lo general fue inferior al valor actual neto del mismo. En este sentido, Gadano y Sturzenegger (1997) han estimado para cuatro áreas que representaban sólo el 18% de la producción total de los contratos reconvertidos, una pérdida de U\$S 150 mm para el Estado.

En relación a la privatización de YPF Sociedad del Estado, resultó favorable a los fines de generar un mercado competitivo el hecho de que las acciones de la empresa se vendieran en forma atomizada. No obstante, más tarde tuvo lugar la adquisición de la totalidad de la empresa por parte de Repsol, lo cual modificó esta realidad debido a que acentuó la concentración del mercado.

## **Capítulo III**

### **Descripción de la evolución y del comportamiento del sector**

De acuerdo a la descripción de las variables institucionales realizada en el capítulo anterior, puede afirmarse que las transformaciones estructurales han logrado establecer las condiciones básicas para la existencia de un comportamiento competitivo en el sector. No obstante, resta observar cómo evolucionaron las variables económicas. El comportamiento de este tipo de variables, constituye un indicador no sólo de la evolución del sector, sino también del comportamiento del mismo, y es por esta razón por la cual se observarán dichas variables. Por lo tanto, en lo siguiente se describirá la evolución y el comportamiento del sector, a través de este tipo de variables.

Primero, a los fines de observar el grado de concentración del mercado en la producción, se considerará la cantidad de operadores y las participaciones relativas de los mismos en la producción, así como también las participaciones relativas de las diferentes zonas geográficas en la producción total. Para que dichas participaciones resulten representativas, se tendrá en cuenta el acceso al mercado que poseen dichos operadores o zonas geográficas. Luego, para observar la evolución en la disponibilidad del recurso, se considerarán la producción, las exportaciones, importaciones y la relación producción - reservas. Por otra parte, se observará si existe o no un patrón sistemático en el comportamiento de la producción y los precios provinciales, por un lado, y en el comportamiento de esta última variable y los precios internacionales, por otro. Lo anterior, puede brindar un indicador acerca de los determinantes de los precios provinciales durante la década de los 90. También resultará útil cotejar el comportamiento de los precios provinciales para los mercados interno y externo, a los fines de detectar si el tratamiento para dichos mercados por parte de los productores internos fue diferencial o no. Finalmente, otro aspecto a observar de los mercados interno y externo son los niveles de los precios provinciales para ambos mercados. En un contexto competitivo, podría esperarse que los precios de facturación de los dos mercados se igualasen.

#### **III.1 - Participación en el mercado de operadores y áreas geográficas**

Para comenzar con la descripción, puede observarse en el Cuadro 2 la evolución de la cantidad de operadores. Los números son elevados y muestran un incremento en la cantidad de operadores a lo largo de los últimos once años, con algunas oscilaciones. En los últimos tres años, la cantidad de operadores se reduce y es menor que en 1993.

Sin embargo, como se desprende del Cuadro 3, desde 1993 al 2003, en promedio, aproximadamente el 54% de la producción interna estuvo a cargo de dos operadores: YPF SA, más tarde Repsol YPF, y Perez Companc. Estos dos operadores resultaron una constante. Considerando al resto de los principales operadores que entraron y salieron, puede observarse en general que entre tres operadores cubrieron al menos el 60% de la producción interna. Entre 1995, y 1998 aproximadamente tres cuarta parte de la producción tuvo su origen en cinco operadores, y a partir de 1999 este mismo número de operadores concentró más de las tres cuarta parte de la producción. Desde 1994 al año 2001, seis operadores totalizaban aproximadamente el 80% de la producción, y a partir del 2002 esta participación correspondió a cinco operadores. Si bien la cantidad total de operadores es elevada, claramente se manifiesta una fuerte concentración de la oferta en unos pocos operadores. Sin embargo, ante esta afirmación, es conveniente aclarar que las participaciones en la producción fueron calculadas en base a la producción total de los operadores para un área, la cual no refleja la producción neta correspondiente a cada empresa resultante de los contratos de operación que pueden existir entre los distintos operadores. Debido a restricciones en la información disponible no es posible contar con datos exactos de la producción de las empresas. Por lo tanto, las participaciones en la producción correspondiente a

los operadores pueden distorsionar en alguna medida las participaciones en la producción que corresponden a las empresas.

Geográficamente, la producción también se halla concentrada, basta con observar los Cuadros 4 y 5. Dichos cuadros muestran la participación anual promedio en la producción interna para el período 1993 - 2003 para las cuencas y provincias argentinas respectivamente. La distribución geográfica de la producción que se observa en estos cuadros, muestra que cerca del 90% de la producción de halla concentrada en 4 provincias – Chubut, Mendoza, Neuquen y Santa Cruz -, y aproximadamente el 80% en dos cuencas – neuquina y Golfo San Jorge -. Estas dos cuencas comprenden 6 provincias: Chubut, La Pampa, Mendoza, Neuquen, Río Negro y Santa Cruz. La producción de estas dos cuencas no llega a alcanzar a la de las cuatro provincias más importantes en producción, debido a que, por un lado, la cuenca neuquina incluye La Pampa y Río Negro, provincias que no hacen un aporte sustancial a la producción del país pero excluye Mendoza Norte, de forma tal que las producciones de estas tres zonas geográficas se compensan aproximadamente. Por otro lado, la cuenca Golfo San Jorge excluye parte de la provincia de Santa Cruz, la cual representa aproximadamente el 20% de la producción de la provincia<sup>20</sup>. Se debe destacar que dichos promedios son representativos, debido a que las participaciones en la producción de las distintas provincias y cuencas no han sufrido variaciones significativas a lo largo de todo el período considerado.

A los fines de determinar la extensión del mercado, debe prestarse atención a la forma en que se presentaron los flujos comerciales de las distintas provincias o cuencas durante dicho período. Las direcciones de los flujos fueron las siguientes:

- La producción de Salta y Jujuy - cuenca noroeste -, es cautiva de la refinería Campo Durán de Refinor, en la provincia de Salta, hasta donde también llega por tren la producción de Formosa que no se exporta.
- La producción de crudo de Mendoza - cuenca cuyana y neuquina - es cautiva de la Refinería Luján de Cuyo de Repsol YPF. En algún momento, pequeñas cantidades eran derivadas por PECOM a su Refinería en San Lorenzo, a través de camiones.
- En Neuquén consumen crudo local las refinerías de Plaza Huincul de Repsol YPF, Fox Petrol, New American Oil y Combustibles Argentinos. El resto del petróleo de Neuquén, Río Negro y La Pampa - cuenca neuquina - se transporta por oleoductos hasta Puerto Rosales para su exportación o hasta las refinerías de La Plata (Repsol YPF) y de Campana (ESSO).
- La producción de Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego - cuencas Golfo San Jorge y austral - se transporta por barco, con destino a la exportación o a las refinerías de La Plata, Campana, Dock Sud (SHELL) y San Lorenzo (PECOM).

De lo anterior puede deducirse que en la Argentina, los operadores accedieron y acceden prácticamente a todo el mercado. El operador más grande, Repsol YPF, operó y opera en todas las provincias petroleras, excepto en la cuenca noroeste, - que incluye Jujuy, Formosa y Salta -, en La Pampa y en Tierra del Fuego. Este operador tampoco ha vendido en dichas provincias. No obstante, este dato resulta marginal si se tiene en cuenta que durante el período considerado dichas provincias representaron aproximadamente el 7% del total de la producción del país, y cerca del 6,3% de la demanda interna. Una situación muy similar le corresponde a Perez Companc, pues no operó ni ha vendido en la cuenca noroeste ni en Tierra del Fuego, sin embargo en La Pampa participó y participa en aproximadamente en un 95% de la producción de la provincia. El resto de los operadores se encuentran distribuidos en diferentes provincias y también acceden a todo el mercado. Existen dos excepciones: la cuenca noroeste que posee una producción cautiva de la refinería Campo Durán, en Salta; y la provincia de Mendoza, la cual posee una producción cautiva en su propia provincia. No obstante, las firmas que operaron y operan en Mendoza, también lo hacen en las provincias que integran las cuencas austral, Golfo San Jorge y neuquina, lo que indica que estas firmas han accedido y acceden al mercado mendocino y al resto

<sup>20</sup> La producción de Mendoza Norte representa aproximadamente el 52% de la producción de Mendoza, lo cual restaría a la producción de la cuenca neuquina aproximadamente un 7%, este porcentaje se compensa aproximadamente si se agregan las producciones de La Pampa Y Río Negro: 4.97% + 1.09% = 6.06%. A su vez el 20% de la producción de Santa Cruz que corresponde a la cuenca austral resta aproximadamente un 5% a la producción de la cuenca Golfo San Jorge. Los porcentajes anteriores fueron calculados en base a datos de la Secretaría de Energía.

del mercado. Durante todo el período, los principales operadores que no produjeron en Mendoza y por lo tanto no accedieron a dicho mercado son Amoco, Pan American y Total Austral. En conjunto, los mismos representaron a lo largo del período entre un 12% y 14% de la producción interna, y el mercado mendocino representó cerca del 20% de la demanda interna. Por otro lado, ninguno de los operadores principales produjo en la cuenca noroeste - a excepción de Pan American en Salta -, por ende ninguno accedió al mercado de dicha cuenca. No obstante, los operadores de la cuenca noroeste, en algunos casos también operaron en el resto de las cuencas por lo que accedieron a casi todo el mercado interno. Más allá de esto, la excepción de la cuenca noroeste no resulta demasiado trascendente debido a la escasa participación en la producción y demanda interna que le correspondió a dicha cuenca entre 1993 y 2003, aproximadamente el 3,4% del total.

En síntesis, los dos operadores más importantes en cuanto a su participación en la producción - YPF y PECOM - accedieron al 94% del mercado aproximadamente. En general, el resto de los operadores - los principales y los más pequeños que no han vendido en la cuenca noroeste -han accedido a cerca del 97% del mercado interno. La excepción la constituyeron, por un lado, Amoco, y Total Austral que no han accedido al 23,4% aproximadamente del mercado interno. Los operadores pequeños que no han vendido en Mendoza, no han accedido aproximadamente al 20% del mercado interno. Por otro lado, Amoco, Astra, Crevron, Pet. San Jorge y Total Austral no han vendido en la cuenca noroeste, por lo que no han accedido al 3,4% del mercado interno; y Pan American, no ha accedido al 20,8%. Por lo tanto, puede decirse que casi todos los operadores han accedido a casi la totalidad del mercado interno. En el cuadro 6 puede observarse la extensión del mercado para los principales operadores.

Si se considera la extensión del mercado correspondiente a las distintas zonas de producción, se tiene que: las cuencas austral, Golfo San Jorge y neuquina - a excepción de Mendoza Sur -, que incluyen en conjunto las provincias de Santa Cruz, Tierra del Fuego, Chubut, Neuquén, La Pampa, Río Negro, alcanzaron cerca del 77% del mercado interno aproximadamente. Dichas cuencas concentraron alrededor del 90% de la producción interna. El porcentaje faltante de la demanda interna estuvo representado por los mercados de las cuencas cuyana y neuquina (20%) - Mendoza Norte y Sur -, y de la cuenca noroeste (3,4%) - Formosa, Jujuy y Salta -. Como ya se aclaró, dichos mercados fueron y son autoabastecidos. La extensión geográfica del mercado se expone en el cuadro 7.

Por lo tanto, en términos geográficos, el alcance del mercado de las distintas zonas fue bastante amplio - aproximadamente de un 77% -, las excepciones las constituyeron Mendoza y la cuenca noroeste.

En síntesis, los estímulos a la realización de inversiones se han reflejado en un incremento de la cantidad de operadores. El número de operadores ha sido elevado a lo largo de todo el período y la extensión del mercado ha sido prácticamente total. No obstante, el upstream petrolero se caracteriza por una alta concentración en la producción, tanto a nivel de operadores como en términos geográficos.

### **III.2 - Variables reales: producción, exportaciones, importaciones, reservas comprobadas y oferta y demanda interna**

Por otra parte, el cuadro 8 y el gráfico 1 muestran los niveles y la evolución de la producción, las importaciones y las exportaciones desde 1988 al año 2002. Como puede observarse, la producción y las exportaciones presentaron niveles sustancialmente más elevados que las importaciones, y además manifestaron un comportamiento bastante similar. La producción crece hasta el año 1998, la tendencia se revierte a partir de 1999. Las exportaciones crecen con mucha fuerza hasta 1996, se mantienen hasta 1998 y luego cambian la tendencia y comienzan a oscilar, disminuyendo en 1999, aumentando levemente en el 2000 y el 2001 y reduciéndose nuevamente hacia el 2002. Las importaciones manifiestan una tendencia creciente hasta el año 2000, reduciéndose el nivel en el 2001. Como puede observarse, el año 2002 presenta una reducción en los niveles de todas las variables. Esto conduce a pensar que el comportamiento de las mismas en este año se ha visto influenciado por el nivel de actividad económica del país. Como lo muestra el cuadro 9, la participación de las importaciones en la oferta interna, si bien no es significativa, se incrementó a lo largo del período.

De los cuadros 8 y 9 y del gráfico 1 puede concluirse que la disponibilidad del recurso se incrementó sustancialmente en el período considerado. Los cambios estructurales tendientes a incrementar la oferta y consistentes en la apertura y desregulación del sector, en general, parecen haber ejercido el efecto esperado. No obstante, la oferta proveniente de las importaciones no constituye una competencia importante para los productores internos, sino que más bien podría verse como una amenaza de competencia potencial.

Al considerar la disponibilidad del recurso en un horizonte de tiempo más amplio debe observarse el volumen de reservas comprobadas. Como muestra el cuadro 10 y los gráficos 2 y 3, el mismo se ha incrementado entre 1990 y 2001. La relación reservas-producción indica que el reservorio disponible equivale en promedio a 9,8 veces de la producción anual. En otras palabras, cada año se ha utilizado en promedio aproximadamente el 10,2% del volumen total existente del recurso. Lo anterior indica que la disponibilidad del recurso no se limita sólo al presente, sino que puede alcanzar un horizonte de mediano y largo plazo, lo cual favorece al sostenimiento de la competencia<sup>21</sup>.

Como puede observarse en el gráfico 4 la oferta interna y la demanda interna se acompañan en los movimientos. Los mismos son oscilantes hasta 1995; luego la oferta y la demanda interna comienzan a crecer significativamente para revertir esta tendencia a partir del año 2000. En dicho gráfico y en el cuadro 11, se observa que durante la primera mitad de la década del 90 la oferta interna superó a la demanda interna, con un exceso de 582500 tep (toneladas equivalentes de petróleo) en promedio y a partir de 1996 la demanda en general se mantuvo por encima de la oferta, la diferencia fue en promedio de -108330 tep. Si bien los excesos de demanda sobre la oferta que se observan durante los últimos años, podrían pensarse como un efecto derivado de un acuerdo entre productores - teniendo en cuenta que la cantidad existente de reservas del recurso es considerable -, dicha hipótesis se torna dudosa debido a que las diferencias son relativamente pequeñas.

### III.3 - Producción y precios

El gráfico 5 muestra la serie de producción mensual, real y desestacionalizada. Dicha serie es útil a los fines de observar la asociación entre los movimientos de la producción y los precios - gráficos 9 y 10-, debido a que si bien la tendencia de la producción es la misma que en la serie de datos anuales, los cambios en la tendencia pueden delimitarse con mayor precisión en la serie de datos mensuales. Los movimientos de la producción mensual y de los precios mensuales observados en los gráficos manifiestan que a lo largo de todo el período no es posible detectar una clara asociación entre ambas variables. Por un lado, se observa una relación directa entre las dos variables desde 1994 hasta 1996, período en el cual ambas variables presentan una tendencia creciente. Durante 1997 los precios revierten su tendencia, mientras que la producción la mantiene, en 1998 los precios continúan reduciéndose mientras que la producción aumenta en el primer semestre y se reduce en el segundo. En 1999 los precios vuelven a aumentar y la producción sigue reduciéndose, en el 2000 los precios aumentan hasta casi el final del año y la producción cae y luego se estabiliza. En el 2001 los precios caen y la producción aumenta el primer semestre y se reduce el segundo.

En síntesis, prácticamente la mitad del período denota una relación directa de las variables: 1994, 1995, 1996, y los segundos semestres de 1998 y del 2001, y la otra mitad presenta una relación inversa: 1997, 1999, 2000 y los primeros semestres de 1998, 2001. Un comportamiento competitivo se correspondería con una relación directa de las variables. Cuando la relación es inversa, se observan dos fenómenos, por un lado, lapsos en que los precios disminuyen y la producción aumenta -1997 y los primeros semestres de 1998 y 2001-. Lo anterior puede explicarse por otros factores, especialmente en 1997 y el primer semestre de 1998, lapso de tiempo que forma parte de otro período más prolongado donde la tendencia de la producción es creciente: 1994 - 1998. Dichos factores son: la influencia de las transformaciones estructurales que se produjeron en el marco regulatorio mediante la desregulación, apertura y las medidas tendientes

<sup>21</sup> Claro está que la evolución de la relación reservas-producción dependerá de la diferencia entre la tasa de crecimiento de las reservas y la tasa de crecimiento de la producción.

a incrementar la oferta, así mismo podría haber influido la conquista de nuevos mercados y el incremento en los volúmenes exportados. Por otra parte, los incrementos de precios y la reducción de la producción observadas en 1999 y 2000, podrían ser un indicador de un comportamiento no competitivo del mercado. No obstante, esto se vuelve un tanto dudoso si se tiene en cuenta que las reducciones en la producción se producen aproximadamente un semestre antes que los precios comiencen a incrementarse. En todo caso, dichas variaciones podrían ser indicio de un comportamiento no competitivo en el caso en que los productores, mediante una conducta especulativa, pudieran prever dicho aumento.

Sin embargo, la fuerte correlación que se observa entre los movimientos de los precios provinciales y el precio internacional de referencia WTI, sugiere una explicación alternativa para el período que comprende desde 1999 en adelante - ver gráficos 9 y 10 -. Teniendo en cuenta las condiciones económicas que atravesó el país a partir de fines de la década del 90, posiblemente la producción siga a la demanda, tanto interna como externa - lo cual puede observarse al mirar la demanda interna en el gráfico 4 y la producción y las exportaciones en el gráfico 1-. En estos gráficos puede observarse que en 1999 la demanda interna continuó creciendo mientras que la producción comenzó a declinar, influida aparentemente por la reducción de las exportaciones. Durante los años 2000 y 2001, la producción experimenta primero una reducción y luego se incrementa muy levemente, la demanda interna muestra el mismo comportamiento, y las exportaciones presentan un leve incremento. Para el año 2002, la reducción de la producción parece haber estado influida por la reducción de las exportaciones, ya que ambas variables manifiestan un comportamiento similar. Es decir, por un lado la producción interna habría estado determinada por la demanda interna y externa, y por otro lado, los precios provinciales habrían estado determinados por el precio internacional. Esta explicación resulta más convincente, debido a que se corresponde con la ausencia de una relación sistemática entre producción interna y precios provinciales; y tal es el caso de la evidencia empírica argentina en el período analizado. Más aún, esta explicación resulta consistente con el comportamiento de productores que operan en un país que asume el rol de tomador de precios en el mercado internacional.

Si bien la asociación entre precios provinciales y producción no es demasiado clara para todo el período, podría encontrarse un quiebre, o al menos cierta diferencia entre dos subperíodos: 1994 - 1998 y 1999 - 2002. En el primero se observa que la producción interna fue influenciada por las transformaciones estructurales y el comportamiento de las exportaciones, y que además dicha producción mostró el mismo comportamiento que el precio internacional; mientras que en el segundo las variaciones de la producción interna fueron influenciadas por las variaciones de la demanda interna y externa<sup>22</sup>. Los movimientos de los precios provinciales se explicarían por los movimientos del precio internacional para el total del período.

El gráfico 6 muestra la evolución del precio promedio anual para el mercado argentino y de la relación producción reservas del país: RPR<sup>23</sup>. Como se puede observar en el gráfico, las variaciones de la RPR son muy pequeñas. En 1995 y 1996, la RPR aumenta levemente en el primer año y se reduce en el segundo, mientras que los precios aumentan. En 1997 y 1998 los precios caen y la RPR aumenta en el primer año y en el segundo año disminuye. En 1999 y el 2000 los precios aumentan y la RPR cae en ambos años. En el 2001 los precios caen y la RPR aumenta levemente, más bien por la significativa reducción de la producción. Nuevamente, en forma similar al comportamiento observado con la producción y los precios, no se puede detectar una relación sistemática; sólo durante dos años - 1995 y 1998 - la relación es la que se esperaría de un mercado competitivo, en el resto de los años: 1996, 1999 y 2000 la relación entre ambas variables es inversa.

<sup>22</sup> Es conveniente mencionar que, según las fuentes de información de la Secretaría de Energía de la Nación, las transformaciones estructurales han sido el factor determinante de los incrementos de la producción interna, los cuales fueron más trascendentes en el primer subperíodo. De acuerdo a dicha fuente, no tuvieron lugar otros factores susceptibles de haber influido en los incrementos de dicha producción.

<sup>23</sup> El precio promedio anual para el país fue calculado en base a los precios provinciales, ponderando dichos precios en función de las participaciones de los volúmenes de producción de cada una de las provincias petroleras en el total de la producción del país.

### III.4 - Precios provinciales para los mercados interno y externo y precios internacionales

Por último, para finalizar con la descripción del sector, se analizará el comportamiento de la variable precios. Los gráficos 7, 8, 9 y 10 muestran las series mensuales del precio de referencia internacional WTI fob y de los precios provinciales de facturación del mercado externo fob y del mercado interno. El período abarca desde enero de 1993 a diciembre del 2001. El precio de facturación incorpora el costo en concepto de fletes y de gastos de puesta en condiciones comerciales. Estos gráficos manifiestan la estrecha asociación de las variaciones de los precios provinciales y del precio internacional. La evolución y la tendencia de aquéllos, tanto para el mercado externo como para el interno, estarían determinadas por el comportamiento del WTI. Esto resulta coherente, teniendo en cuenta que Argentina no participa de forma significativa en la producción mundial de crudo. De lo anterior se deriva que las provincias argentinas se comportan como tomadoras de precio en el mercado internacional, y por lo tanto, los precios de las provincias para el mercado externo estarían determinados de forma exógena. Si el mercado interno también es competitivo, se esperaría que los precios para el mercado interno sigan a los precios del mercado externo, y por ende, al precio internacional de referencia. En los gráficos, este pareciera ser el caso. En cuanto a los niveles, no es posible realizar comparaciones precisas, debido a las diferentes densidades de los crudos. Si pueden realizarse comparaciones de tipo ordinal. Como es de esperarse, se observan diferencias<sup>24</sup>. El WTI que posee aproximadamente 40° API, supera a todos los precios provinciales. Los niveles de los precios de La Pampa, Mendoza, Neuquén y Río Negro se acercan bastante. Nótese que estas son las provincias que integran la cuenca neuquina - a excepción de Mendoza Norte - y que producen el mismo tipo de crudo: Medanita de 32,2° API, por lo que el resultado del gráfico 7 responde a las expectativas teóricas. De la misma forma, Chubut y Santa Cruz poseen los precios más bajos, de acuerdo a sus densidades: 23,1° API y 26,7° API respectivamente.

En el gráfico 11 se expone el índice de alineamiento existente entre el precio del medanita y los precios internacionales. Dicho índice es un indicador sintético del mercado. Se define como el cociente entre el precio interno fob y el precio internacional fob de un mismo bien. Expresados los precios en una misma moneda, o bien ante un tipo de cambio uno a uno, la unidad manifiesta un perfecto alineamiento de precios internos e internacionales, es decir, el precio interno fob es igual al precio internacional fob. Si el índice es mayor que la unidad, el mercado interno es menos competitivo que el internacional, debido a que en este caso el precio interno fob es mayor que el precio internacional. Si el índice es menor que la unidad el mercado interno es más competitivo que el internacional, dado que el precio interno fob es menor que el precio internacional. El índice de alineamiento se calculó para el precio del medanita y los precios internacionales: WTI y Arabian Light; IAMEDWTI - desde diciembre de 1996 hasta diciembre del 2001- y IAMEDARL - desde octubre de 1997 hasta diciembre del 2001 -, respectivamente. Como se mencionó, el medanita pertenece a la cuenca neuquina, la cuenca más importante de la Argentina, por lo cual es considerado como representativo del petróleo argentino.

Para observar el alineamiento existente entre el medanita y los precios internacionales, y evaluar el grado de competencia del mercado argentino de crudo en relación al internacional, deben tenerse presente las distintas densidades de los petróleos. En función de los índices de densidad de estos petróleos podría esperarse que ambos índices se encuentren levemente por debajo de la unidad y que el nivel del cociente medanita/Arabian Light resulte superior al del cociente medanita/WTI - debido a que el Arabian Light posee 34° API -. Como puede observarse en el gráfico, esta última expectativa se cumple. También se observa que IAMEDWTI se encuentra en casi la totalidad de los casos por debajo de la unidad, con una media de 0,92, es decir, el precio del medanita fue en promedio un 8% inferior al del WTI durante el período considerado. Por el

<sup>24</sup> Los índices de densidad de los petróleos de las provincias argentinas son: Chubut 23,1° API; Formosa 43,4° API; La Pampa, Neuquén y Río Negro 32,2° API; Mendoza 29,2° API; Salta y Jujuy 54,6° API, Santa Cruz 26,7° API y Tierra del fuego 40,5° API. Las explotaciones de la plataforma continental se encuentran en Santa Cruz y Tierra del Fuego y las del Estado Nacional en Tierra del Fuego. La información anterior fue suministrada por la Secretaría de Energía.

contrario, el IAMEDARL sólo se encuentra por debajo de la unidad el 9,8% de los casos, su media es 1,11 y la mediana 1,07 debido a la existencia de algunos valores extremos: un máximo de 1,43 en octubre de 1998, y algunos otros valores elevados principalmente en este mismo año. El precio del medanito en promedio fue un 11% superior al Arabian Light entre octubre de 1997 y diciembre del 2001. Las fluctuaciones de los índices son más pronunciadas en el caso del IAMEDARL, y dichas fluctuaciones se mueven en la misma dirección para ambos índices durante la mayor parte de la serie, lo cual indicaría que los precios internacionales se mueven en una misma dirección y que el medanito se ajusta de igual forma a ambos precios. Se confirma lo observado para la serie de precios, sin embargo, contrariamente a lo que se esperaría, los precios del medanito en la mayoría de los casos superaron a los del Arabian Light.

Por otra parte, al considerar las diferencias de los precios en boca de pozo de cada una de las provincias petroleras para el mercado interno y para el mercado externo, puede observarse en el cuadro 12 que desde enero de 1993 a diciembre de 2001, de diez provincias petroleras, dos poseen en promedio para todo el período, precios en boca de pozo menores para el mercado interno que para el externo - Formosa y Tierra del Fuego -. Las restantes presentan en promedio precios mayores para el mercado interno que para el externo. Jujuy no figura en el cuadro, debido a que en dicho período no efectuó ventas al mercado externo. Como se desprende del cuadro las provincias con mayor participación en la producción del país han percibido mayores precios para el mercado interno que para el externo. La diferencia para Chubut y Mendoza, fue de aproximadamente \$1 por m<sup>3</sup>, para Santa Cruz de \$1,6 por m<sup>3</sup>, y para Neuquén de \$4,5 por m<sup>3</sup>. Por otro lado, la diferencia para Río Negro no es muy significativa, casi \$0,55 por m<sup>3</sup>, pero para La Pampa y Salta es de \$2,7 y \$3,9 por m<sup>3</sup> respectivamente. Por otra parte, en diciembre de 2001 se observa que los precios para el mercado externo fueron significativamente más elevados que para el mercado interno en todas las provincias, seguramente debido a la expectativa de devaluación. Por este motivo se calculó para cada provincia, la diferencia promedio que no incluye al mes de diciembre de 2001, la cual figura en la última fila del cuadro. Como era de esperarse, puede observarse que los promedios calculados incluyendo a diciembre de 2001 estaban subestimados en todos los casos. En algunos casos los promedios que incluyen a diciembre de 2001 difieren de forma insignificante de los que no incluyen este período, y en otros, difieren en una mayor magnitud.

Más adelante, se observa en el cuadro siguiente, que todas las provincias que exhiben en promedio precios mayores para el mercado interno durante todo el período 1993 -2001 considerado en conjunto, también exhiben un precio promedio anual superior en la mayoría de los años. En el cuadro 14, se exponen estas diferencias en términos de porcentajes del precio del mercado externo. Como puede observarse, a excepción de algunos pocos casos, las diferencias son relativamente pequeñas.

Por último, para completar el análisis, los gráficos 12 y 13 comparan para el período que abarca desde 1993 a 2001, los precios internos anuales de facturación de las cuatro provincias petroleras más importantes y los de La Pampa y Salta, - las cuales poseen diferencias de precios en boca de pozo de los mercados interno y externo de mayores magnitudes que las otras - con las paridades de exportación e importación. La paridad de exportación está dada por el precio de facturación para el mercado externo de cada una de estas provincias, y la paridad de importación está dada por el precio promedio de las importaciones de todo el país. Es conveniente recordar que las importaciones representan una parte prácticamente insignificante de la oferta interna, razón por la cual, la paridad de importación se calculó únicamente a los fines de conocer el precio tope que establece la competencia potencial a los precios internos. Dado que los precios de exportación son fob y los de importación son cyf, es de esperar que los precios de importación sean mayores que los de exportación y que los precios internos. En un mercado competitivo, se espera que en el punto de encuentro de oferta y demanda, los precios de facturación para el mercado interno y externo se igualen.

Si se cumpliera que la paridad de exportación y los precios internos de facturación se igualaran, debido a que existen diferencias -aunque marginales-, en los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales entre los mercados internos y externos y para las diferentes provincias, podría atribuirse a dichos factores el diferencial de precios en boca de pozo para los

mercados interno y externo<sup>25</sup>. Por otra parte, debido a que casi el total de las importaciones proviene de países que no son limítrofes, y a que la paridad de importación incluye los gastos de flete, se esperaría que la misma supere al precio interno de facturación<sup>26</sup>. Entonces, por un lado, cuanto más cerca se encuentren los precios internos de facturación de la paridad de exportación, ceteris paribus, el mercado interno tendería a parecer más competitivo. Por otro lado, todos los demás factores constantes, un precio interno mayor a la paridad de importación, podría hacer pensar en un mercado poco competitivo.

No obstante, este último no es el caso observado en el mercado interno argentino, ya que como muestran los gráficos 12 y 13, para todas las provincias y todo el período, la paridad de importación supera a los precios provinciales internos. Sólo en los casos de Neuquén y La Pampa, entre 1997 y 2000, y de Salta en el año 2000, los precios internos son prácticamente iguales a las paridades de importación o la superan en una magnitud muy pequeña. En relación al precio interno de facturación y la paridad de exportación, se observa que en la mayoría de los casos, el primero supera al precio de exportación, lo cual coincide con las diferencias observadas en los precios en boca de pozo expuestas en los cuadros 12, 13 y 14. Sólo en Mendoza en la mayor parte del período se produce lo contrario, en Chubut los niveles para ambos mercados en general coinciden, y en Salta, si bien hay períodos en que el precio para el mercado interno supera al precio para el mercado externo y viceversa, los diferenciales de precios que se observan cuando el precio del mercado interno es superior al del externo, son mayores a los que se observan cuando las diferencias se producen en sentido contrario.

De acuerdo a lo observado, existen diferencias para los mercados interno y externo, ya sea que se trate de precios en boca de pozo o precios de facturación. Por lo tanto, puede deducirse que los precios en boca de pozo para los mercados interno y externo pueden diferir, por un lado debido a la existencia de diferentes gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales para los mercados internos y externos y para las diferentes provincias, y por otro lado, debido a las diferencias observadas en los precios de facturación para los mercados interno y externo. En otras palabras, las diferencias observadas entre ambos mercados tanto para los precios en boca de pozo como para los precios de facturación, no están dadas únicamente por los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales, ya que si este fuera el caso, deberían coincidir los precios de facturación de los mercados interno y externo, o bien deberían coincidir los precios en boca de pozo de ambos mercados.

La paridad debería cumplirse para los precios de facturación de los mercados interno y externo, y podría esperarse alguna diferencia en los precios en boca de pozo según existan diferentes gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales en ambos mercados, pero esto no es exactamente lo que se observa en nuestro país. Entonces, dadas las diferencias de precios en boca de pozo y de facturación de los mercados interno y externo, la pregunta que surge es: ¿Cuáles son los factores que podrían explicar estas diferencias?. En principio, podría pensarse en varios factores. La necesidad de un determinado tipo de crudo para el mercado interno, diferente al de venta en el mercado externo, podría explicar que el precio para el mercado interno sea más alto. La distancia podría ser otro factor, pues dado que los costos de transporte tienen que ser afrontados por el importador del crudo argentino, y dada la atomización de los productores argentinos en el mercado mundial, podría esperarse que, a los fines de poder ser colocado el producto en el mercado externo, el precio del crudo argentino en este mercado se redujera en relación al del mercado interno. Otro factor relacionado con el anterior, está dado por la mayor o menor cantidad de oportunidades comerciales existentes en el mercado externo en comparación a las existentes en el mercado interno, el cual podría influir también en el precio del crudo argentino

<sup>25</sup> Recuérdese que el precio en boca de pozo se obtiene deduciendo al precio de facturación los costos de fletes y los gastos de puesta en condiciones comerciales.

<sup>26</sup> Si bien también podrían existir diferencias relacionadas con la calidad, no es posible conocer este dato, debido a que, por un lado, las importaciones durante el período analizado han provenido de países diferentes, lo cual lleva asociado diferentes crudos, y por otro lado sólo se cuenta con un precio promedio anual que engloba a las importaciones provenientes de los diferentes países. Por otra parte, tampoco se cuenta con información sobre el destino provincial de las importaciones. De esta forma no pueden realizarse comparaciones precisas, ya que no puede determinarse si el crudo de una provincia determinada compitió o no con el crudo proveniente de determinado país. De todas formas, se realiza la comparación utilizando valores promedios y teniendo en cuenta que los gastos de fletes de las importaciones si pueden considerarse como un factor explicativo de los diferenciales de precios de las mismas y de los precios provinciales.

para dichos mercados. En este sentido, de acuerdo a las oportunidades comerciales que se presentaren, el precio para el mercado externo podría ser mayor o menor que el del mercado interno. Por último, otro motivo que podría explicar las diferencias de precios, estaría dado por la existencia de cierto poder de los productores internos para establecer un precio más elevado en el mercado interno que en el externo.

Recapitulando, en relación al comportamiento de los precios, por un lado se observa que los precios provinciales para el mercado interno y externo seguirían en su evolución y su tendencia al precio internacional, y por otro lado, que presentan niveles inferiores a los precios de las importaciones. No obstante, los precios en boca de pozo y de facturación para el mercado interno son para en la mayoría de los casos, más elevados que para el mercado externo.

Este comportamiento, parecería indicar por un lado, que la Argentina se comporta de forma competitiva en el mercado externo. Por otro lado, existen diferencias de precios para los mercados interno y externo, las cuales podrían tener su origen en factores de distinta naturaleza, dichos factores serán analizados en el próximo capítulo.

## Capítulo IV

### Análisis del comportamiento del sector

El objeto de este capítulo consiste en realizar aportes adicionales a los capítulos anteriores a los fines de poder extraer conclusiones acerca de la estructura del upstream en la Argentina durante la década de los 90. Por este motivo, se tratará de completar la descripción del sector ya realizada, se analizará el comportamiento del upstream y se intentará detectar los factores que pueden haber influido en el comportamiento y en los niveles de los precios provinciales para los mercados interno y externo.

#### **IV. 1- Análisis de la estructura del sector**

Para ello, en primer lugar, a los fines de contar con un indicador de la estructura del mercado, se utilizará el índice Herfindahl Hirschman. Este índice fue sugerido por Orris C. Herfindahl en 1957 para ser utilizado en el estudio de los costos y precios del cobre<sup>27</sup>. Más tarde, en junio de 1982, la división antimonopolios de la Secretaría de Justicia de los Estados Unidos comenzó a utilizar dicho índice para medir la concentración de poder de mercado<sup>28</sup>. Dicho índice manifiesta el grado de concentración del mercado tomando en cuenta la totalidad de la distribución del mismo por tamaños de las empresas y suponiendo que todas las unidades productivas realizan sus ventas en todo el mercado considerado, por lo que la extensión del mercado para cada una de ellas es total. Se obtiene como la sumatoria de los cuadrados de las participaciones relativas de cada unidad productiva<sup>29</sup>.

Este índice es en particular adecuado debido a que sintetiza las dos características esenciales que debe recoger un índice de concentración: por un lado, el índice disminuye al aumentar la cantidad de firmas existentes y por otro, al aumentar la desigualdad en las participaciones relativas del mercado, debido a que las mismas se hallan elevadas al cuadrado, el índice aumenta. Si las participaciones relativas del mercado se consideran en términos porcentuales, el HHI puede oscilar entre 0 y 10000 puntos. Por ejemplo, si tenemos  $n$  empresas de igual tamaño, y  $n \rightarrow \infty$ , entonces el HHI resulta  $n * [(1/n) * 100]^2$ , expresión que indica que el HHI se acercará a cero. Si por el contrario, nos encontramos en una situación extrema en que haya una sola empresa en el mercado, entonces el HHI es  $100^2 = 10000$  puntos. Para un caso intermedio, si nos encontraríamos con cuatro firmas de igual participación en el mercado, el índice resulta  $4 * [(1/4) * 100]^2 = 2500$  puntos. Por lo tanto, un HHI muy pequeño indica que hay muchas empresas de aproximadamente el mismo tamaño en el mercado. Un HHI que se acerca a 10000 puntos, señala un reducido número de empresas y/o participaciones muy desiguales. Por estos motivos, un HHI mayor, se interpreta como señal de un mayor poder de monopolio.

No existen parámetros universales para la utilización del HHI. Por ejemplo, la Secretaría de Energía de la República Argentina, establece como regla heurística que un  $HHI < 1000$  indicaría un mercado competitivo, si  $1000 < HHI < 2500$  se considera dudoso que exista competencia, si  $HHI > 2500$ , el mercado está concentrado y hay falta de competencia. En cambio, según guías de 1984 revisadas en 1992 del Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de

<sup>27</sup> Herfindahl Orris C. 1959. "A General Evaluation of Competition en the Copper Industry". En, *Copper costs and Prices*. Editado por John Hopkins Press. Baltimore.

<sup>28</sup> Maddala, G. S. Y Miller, Ellen, 1990. Para ver aplicaciones del HHI en otros trabajos, véase Coloma Germán, 1998 y 2001; Cont, Walter y Urbiztondo, Santiago, 2001; y Novara Juan J., 1997.

<sup>29</sup> Matemáticamente, la expresión del HHI es igual a  $\sum_{j=1}^n s_j^2$ , siendo  $s_j$  la participación relativa de la empresa  $j$ .

EEUU, no existe concentración en un mercado si  $HHI < 1000$ , la concentración es moderada si  $1000 < HHI < 1800$  y se considera altamente concentrado si  $HHI > 1800$ <sup>30</sup>.

Para el caso de Argentina durante la década pasada, los resultados obtenidos de los HHI se exponen en los Cuadros 15 y 16. Los HHI fueron calculados para el total del país, considerando la producción total de cada área concentrada por cada uno de los operadores y por cada una de las provincias respectivamente<sup>31</sup>. Si se adopta el criterio de la Secretaría de Energía de la República Argentina, en todos los casos, los valores de los HHI no nos conducen a ninguna conclusión clara, resulta dudoso que exista poca concentración y por lo tanto competencia. Si se sigue el criterio de EEUU el mercado argentino estuvo altamente concentrado en todos los casos, la única excepción la constituye el año 2000 donde la concentración de los operadores es moderada. Nótese que este dato coincide con el del Cuadro 3, donde se observa que la participación conjunta de los dos operadores más grandes - Repsol YPF y Perez Companc - es la más baja de todo el período en dicho año.

Si se consideran los niveles de los HHI aisladamente, los mismos pueden conducirnos a una conclusión indeterminada. No obstante, al considerarlos conjuntamente con las participaciones porcentuales de los cuadros 3 y 5, se observa que la concentración fue verdaderamente elevada en el período que abarca desde 1993 al 2003. Recuérdese que un HHI elevado, señala un pequeño número de empresas y/o participaciones muy desiguales. En consecuencia, la razón por la cual los HHI no son extremadamente elevados se encuentra en la gran cantidad de firmas que operan en todo el país, tal cual muestra el cuadro 2, y no en la igualdad de las participaciones en la producción, como lo muestran los cuadros 3 y 5. La cantidad de provincias también es considerable. Un mayor número de operadores/provincias reduce el valor del índice. En el caso de las provincias el índice tiende a crecer hacia el año 1995 y luego tiende a decrecer. Por el contrario, en el caso de los operadores, oscila la mayor parte del período y tiende a crecer en los últimos tres años. Por lo tanto, la tendencia hacia una mayor concentración se acentúa para los operadores y se atenúa a nivel geográfico en los últimos años. La concentración es levemente más elevada en el caso de los operadores. Debe tenerse presente que considerando la extensión del mercado interno, la cual es prácticamente total, tanto las participaciones porcentuales en la producción interna como los HHI resultan indicadores representativos. No obstante, por otra parte, debe asimismo recordarse que puede existir alguna distorsión en los índices debido a la indisponibilidad de datos de producción neta de las empresas.

En el cuadro 17 se calcularon los HHI para las provincias productoras de petróleo para el período 1993 - 2002, a los fines de contar con un indicador de la concentración de operadores existente en cada una de las provincias. Del cuadro se desprende, que a excepción de algunos casos aislados, los índices superan los 2500 puntos para todas las provincias, por lo que la producción se halla altamente concentrada en cada unidad geográfica. Como puede observarse, Formosa, Jujuy, La Pampa y Tierra del Fuego, exhiben HHI superiores a 5000 puntos, y Neuquén, Salta y Mendoza a partir de 1997 - HHI mayores a 3000 puntos. Nótese que las provincias que poseen una mayor disponibilidad de recursos petroleros - Chubut, Mendoza, Neuquén y Santa Cruz -, y una mayor cantidad de operadores, son las provincias que poseen HHI relativamente más bajos. Esto se debe, como se comentó anteriormente a las características del índice. Los índices para el mercado interno argentino son menores que los de las provincias, en parte debido a que, para la totalidad del mercado argentino, la cantidad de operadores es mayor que para cada una de las provincias. No obstante, la consideración conjunta de los cuadros 2, 3, 5, 15, 16 y 17 otorga claras evidencias de que el mercado argentino se encontró altamente concentrado en la producción desde 1993 al 2003.

El análisis anterior, pone de manifiesto la concentración existente en la producción. No obstante, si bien la concentración de un mercado no es una característica del mismo que favorezca la competencia, la competencia puede existir aún en un mercado concentrado. En otras palabras, que exista concentración, no implica que no exista competencia.

Hasta el momento, en función de todo el análisis realizado en el trabajo, y teniendo en cuenta los datos recopilados, se puede observar que tenemos un mercado altamente concentrado,

<sup>30</sup> Secretaría de Energía, 2002 y Novara Juan J., 1997

<sup>31</sup> Recuérdese que como se aclaró en la página 14, debido a la indisponibilidad de datos de producción neta de las empresas, para el cálculo de los HHI se trabajó con la producción total correspondiente a cada operador. Por este motivo, puede existir cierta distorsión en los valores de los HHI calculados para los cuadros 15 y 16.

precios provinciales para los mercados interno y externo del petróleo que parecen haber estado determinados en su comportamiento por el precio de referencia del mercado internacional WTI, y precios provinciales en su mayoría mayores para el mercado interno que para el externo. Sin embargo, a los fines de extraer conclusiones acerca de la estructura del mercado, esta información resulta ambigua e incompleta, ya que no aporta suficientes elementos. Por este motivo, para completar el análisis del comportamiento del sector, se llevarán a cabo pruebas estadísticas de estructuras alternativas de mercado.

Las estructuras alternativas contemplarán dos escenarios contrapuestos: uno correspondiente a un mercado competitivo y otros a un mercado no competitivo, de forma de poder captar la posible existencia de poder de mercado por parte de los productores. En un mercado no competitivo, podríamos encontrarnos con diferentes estructuras, es decir, podría existir una firma líder o una solución de tipo colusiva, o alguna otra estructura alternativa. Sin embargo, en función de la descripción del sector realizada hasta el momento, podrían proponerse las siguientes hipótesis: debido a la elevada participación en la producción de YPF en el período, - aproximadamente el 50% -, podría pensarse en que YPF ejerce un liderazgo. El razonamiento que se hace consiste en que si bien los precios provinciales son diferentes, podría existir algún resultado que se corresponda con una solución de este tipo, es decir, que en relación a las cantidades de equilibrio se corrobore la solución de equilibrio de la firma líder. Los precios de hecho son diferentes en función de los distintos tipos de crudo, no obstante, podría pensarse en que la firma líder establece un "parámetro" del precio, y que las demás firmas toman ese precio como referencia, y a partir de ese "parámetro" ajustan los precios según las densidades de los crudos en cuestión. Otra estructura alternativa en la que puede pensarse es en la colusiva, debido a que entre aproximadamente 5 o 6 firmas - entre ellas YPF y Perez Companc - concentraban un poco más del 80% de la producción. En el caso de la colusión, se piensa que las cantidades transadas en el mercado argentino podrían corresponderse con los niveles de una solución colusiva o monopólica, y los precios serían fijados tomando como base el precio del mercado WTI y considerando adicionalmente las densidades de los respectivos crudos, no obstante estos precios se encontrarían por encima del nivel competitivo. En el caso de que los precios se encontraran por encima del nivel competitivo pero que el poder de mercado sea relativamente menor que en el caso anterior, y que las decisiones de producción se tomaren de forma simultánea, podría pensarse en un mercado del tipo Cournot. En consecuencia, las hipótesis alternativas que se someterán al ajuste de los datos son: competencia perfecta, oligopolio de Cournot, liderazgo de precios y colusión.

Para cada estructura de mercado, se supone que la demanda individual es la misma y que lo que diferencia a cada uno de los modelos es la función precio de oferta de las firmas. Las estructuras de mercado se evaluarán a través de los diferentes equilibrios de las firmas que implica cada estructura. Debido a la indisponibilidad de datos de precios de las firmas, se trabajará con datos de precios de las diez provincias argentinas productoras de petróleo, considerando a las mismas como diferentes observaciones de la muestra. Se debe tener presente que dicha restricción de datos traerá como consecuencia que no será posible captar si las distintas firmas dentro de una misma provincia establecen diferentes precios y compiten entre si por medio de esta variable. De forma similar, será difícil captar si las diferentes firmas pueden ejercer en algún grado poder sobre el precio de mercado de los crudos de nuestro país. No obstante, el nivel de agregación provincial resulta comparativamente mejor que el nivel de agregación nacional a los fines de captar el comportamiento microeconómico. Dicho comportamiento intentará captarse de forma indirecta por medio de la utilización de variables que relacionen firmas y provincias. Además, es importante destacar que los precios provinciales son calculados como un promedio ponderado de los precios de las firmas de las respectivas provincias, utilizando como ponderadores las participaciones en la producción provincial de las diferentes firmas, por lo que los precios provinciales constituyen un reflejo bastante bueno de los precios de las firmas en cada provincia. Debido a la disponibilidad de datos, el testeado de los modelos se realizará para el período que abarca desde enero de 1998 a diciembre de 2000.

### Modelos postulados:

Debido a que se analizará el comportamiento del mercado interno, se trabajará con la demanda interna de cada provincia, excluyéndose cualquier variable relativa a la demanda externa. Para todos los modelos, dicha demanda está representada por:

$$Pf_{it} = \gamma + \lambda c_{it} + \omega \text{ing}_{it} + \varepsilon_{it}$$

Donde  $Pf_{it}$  es el precio interno de facturación del petróleo crudo expresado en US\$ o \$ por  $m^3$ . Dicho precio es el correspondiente a la función de demanda, debido a que es el precio que perciben las refinerías en el mercado interno y se define como el precio en boca de pozo, más el costo del flete y los gastos de puesta en condiciones comerciales. En función de que la demanda interna de petróleo puede estar influida fundamentalmente por la cantidad demandada de crudo para procesamiento en el mercado interno y por el nivel de ingreso interno, las variables explicativas son:  $c_{it}$  representa el consumo interno en  $m^3$  de cada provincia por mes e  $\text{ing}_{it}$  es el ingreso per cápita real provincial mensual en pesos<sup>32</sup>. Se espera que el precio se relacione en forma inversa con la cantidad consumida de crudo y en forma directa con el ingreso.  $\varepsilon_{it}$  es el término de error aleatorio y  $\gamma$  es la constante. Los subíndices  $i$  y  $t$  denotan que las variables varían por provincia y por mes respectivamente.

La oferta interna provincial se encuentra determinada por las siguientes variables:

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 \text{api}_i + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) + \mu_{it}$$

El precio correspondiente a la función de oferta interna es el precio percibido por los productores en el mercado interno. Dicho precio es el precio para el mercado interno en boca de pozo del petróleo crudo expresado en US\$ o \$ por  $m^3$ ,  $Pbp_{it}$ . Dado que el precio de referencia para los operadores del mercado argentino de crudo es el precio del mercado WTI, se espera que dicho precio influya en  $Pbp_{it}$  y que ambos precios se relacionen en forma directa. La tasa de descuento intertemporal, refleja el costo de oportunidad del capital, por lo cual se esperaría que al producirse un aumento en la tasa de descuento intertemporal, todo lo demás constante, aumentara también el precio del petróleo, a los fines de verse compensado el incremento de costo para los productores de petróleo. Si existen expectativas de devaluación, se esperará que cuando las expectativas de devaluación crezcan, también lo haga el precio interno del petróleo, debido a que el petróleo es un bien netamente exportable y por ende el precio interno no será menor al del mercado externo expresado en moneda nacional. Por otra parte, como se mencionó anteriormente, las diferentes densidades de los petróleos explican el hecho de que los precios provinciales sean diferentes. Un mayor índice de densidad o  $\text{api}$ , representa un petróleo más liviano y de mejor calidad, por lo que se esperaría una relación directa entre  $Pbp_{it}$  y el índice  $\text{api}$ . Finalmente, el precio de oferta interno también podría encontrarse determinado por la cantidad producida y se esperaría que la relación entre ambas variables fuese directa<sup>33</sup>. La producción puede desagregarse en consumo interno y exportaciones, mediante esta desagregación, es posible observar si el consumo interno por un lado y las exportaciones por otro, influyen en el precio interno, es decir si el mismo está determinado por la cantidad producida para el mercado interno, para el mercado externo, o para ambos mercados.

En función de todo lo anterior, las variables explicativas que se introdujeron en la función de oferta son:  $wti_t$ , es el precio del mercado WTI expresado en US\$ o \$ por  $m^3$ ;  $\text{tasad}_t$  es la tasa de descuento intertemporal representada por la tasa de interés interna para los depósitos en pesos a plazo fijo a 60 días;  $\text{expdev}_t$  reflejan las expectativas de devaluación, denotadas por la diferencia

<sup>32</sup> El consumo interno de cada provincia es el petróleo procesado proveniente de la respectiva provincia.

<sup>33</sup> Si bien en el capítulo anterior pudo observarse que las variaciones de los precios provinciales presentaban por un lado una clara asociación con las variaciones del precio del mercado de referencia WTI, y por otro lado no presentaban un patrón sistemático claro con la producción, se incluye esta variable en función de su importancia teórica dentro de la función de oferta. No sería correcto descartar a priori, basándose en indicios, una variable que es relevante según la teoría económica, debido a que se estaría incurriendo en un error de especificación de la función de oferta.

entre la tasa de interés interna para los depósitos en pesos a plazo fijo a 60 días y los depósitos en dólares del mismo tipo y para el mismo plazo.  $Api_t$  representa el índice de densidad de los crudos de las distintas provincias y se introduce como una variable de control en el modelo. La cantidad producida en cada provincia ( $q$ ) se incluye a través del consumo interno ( $c$ ) más las exportaciones procedentes de la respectiva provincia ( $x$ )<sup>34</sup>:  $q_{it} = c_{it} + x_{it}$ .  $\mu_{it}$  es el término de error aleatorio y  $\phi$  es la constante.

Para formular cada modelo, debe partirse del hecho de que el objetivo de maximización de beneficios de los productores conduce a que el ingreso marginal de la última unidad vendida se iguale a su costo marginal. Este resultado determinará diferentes funciones de precio de oferta para cada modelo. Para obtener las correspondientes funciones de precio de oferta, es necesario trabajar con el precio que perciben los productores, que es el precio en boca de pozo. Por lo tanto, para obtener el precio en boca de pozo (Pbp) en la función de demanda, deben restarse del precio de facturación (Pf) los costos de fletes (f) y de puesta en condiciones comerciales (cc). Entonces tenemos:

$$Pf_{it} = \gamma + \lambda c_{it} + \omega \text{ing}_{it} + \varepsilon_{it} \text{ (función de demanda)}$$

$$Pf_{it} = Pbp_{it} + f_{it} + cc_{it}$$

Igualando las ecuaciones anteriores se obtiene:

$$Pbp_{it} + f_{it} + cc_{it} = \gamma + \lambda c_{it} + \omega \text{ing}_{it} + \varepsilon_{it}$$

Despejando de la función de demanda el pbp resulta:

$$Pbp_{it} = \gamma + \lambda c_{it} + \omega \text{ing}_{it} + \varepsilon_{it} - f_{it} - cc_{it}$$

Dado que el ingreso marginal es:

$$\text{img} = p + (dp/dq) q$$

Lo que implica que para nuestra función de demanda resulta:

$$\text{img} = Pbp_{it} + \lambda c_{it}$$

Entonces, de  $\text{img} = \text{cmg}$  los equilibrios correspondientes a cada modelo son:

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) + \mu_{it} \quad (1)$$

$$Pbp_{it} + \lambda (hhi_{it}, c_{it}) = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) + \mu_{it} \quad (2)$$

$$Pbp_{it} + \lambda (pypf_{it}, c_{it}) = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) + \mu_{it} \quad (3)$$

$$Pbp_{it} + \lambda C_t = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (C_t + X_t) + \mu_{it} \quad (4)$$

El modelo (1) corresponde al competitivo, el (2) al de Cournot, el (3) al del liderazgo de precios y el (4) al de colusión. Como puede observarse, para cada modelo corresponde una especificación diferente en la función de ingreso marginal. La diferencia reside en la variable que corresponde a la cantidad consumida, pues en cada caso se utiliza una variable que identifique a cada modelo. En (1), el ingreso marginal es igual al precio. En el modelo de Cournot, se utiliza  $(hhi_{it}, c_{it})$  para indicar el poder que puede existir por parte de las principales firmas de cada provincia para influir en el precio provincial de tal forma que el mismo se halle

<sup>34</sup> Si bien generalmente existen pérdidas, las mismas no resultan importantes en términos relativos.

por encima del costo marginal<sup>35</sup>. Esta variable intenta captar el grado de concentración en la producción de firmas en las diferentes provincias, y trata de medir la influencia que ejercen las firmas que poseen una mayor participación en la producción de cada provincia sobre el precio de la respectiva provincia. Para ello, la variable se construyó multiplicando el índice de concentración hhi de cada provincia por la cantidad vendida en la correspondiente provincia,  $c_{it}$ ; de esta forma el valor que se obtiene es una aproximación de la cantidad vendida en cada provincia por las principales firmas<sup>36</sup>.

Para el modelo de liderazgo de precios se utiliza  $(pypf_{it}, c_{it})$ . Esta variable es igual al producto que resulta de multiplicar la participación de la firma líder del país – YPF – en las ventas de cada provincia, por la cantidad vendida por la respectiva provincia, de esta forma se intenta estimar la cantidad vendida por la firma líder del país en cada una de las provincias petroleras. La utilización de esta variable intentará captar si YPF ha ejercido alguna influencia en los precios provinciales.

Por último, dado que en el modelo de colusión se maximiza el beneficio agregado del mercado y por lo tanto se utilizan valores agregados, la producción del país (Q) se desagrega en el consumo interno del país (C) y las exportaciones del país (X):  $Q_t = C_t + X_t$ . De la misma forma, en la función de ingreso marginal se utiliza el consumo interno del país, a los fines de captar si la solución de equilibrio se corresponde con una solución colusiva.

Por lo tanto, de acuerdo a los equilibrios anteriores, al realizar el correspondiente pasaje de términos, se obtienen las respectivas funciones precio de oferta<sup>37</sup>:

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 tasad_t + \beta_3 expdev_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) + \mu_{it} \quad (1)$$

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 tasad_t + \beta_3 expdev_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) - \lambda (hhi_{it}, c_{it}) + \mu_{it} \quad (2)$$

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 tasad_t + \beta_3 expdev_t + \beta_4 api_t + \beta_5 (c_{it} + x_{it}) - \lambda (pypf_{it}, c_{it}) + \mu_{it} \quad (3)$$

$$Pbp_{it} = \phi + \beta_1 wti_t + \beta_2 tasad_t + \beta_3 expdev_t + \beta_4 api_t + \beta_7 X_t + (\beta_8 - \lambda) C_t + \mu_{it} \quad (4)$$

Si el mercado es competitivo, se espera que los datos se ajusten a (1), que las variables incluidas en este modelo resulten estadísticamente significativas y que los signos de dichas variables cumplan con las expectativas teóricas ya comentadas. Si los datos se ajustan al modelo de Cournot, y la variable  $(hhi_{it}, c_{it})$  es significativa, nos encontraríamos ante decisiones simultáneas en la producción y un precio por encima del costo marginal. Alternativamente, si el comportamiento de YPF estableciera un parámetro para la fijación de los precios, la variable  $(pypf_{it}, c_{it})$  debiera resultar estadísticamente significativa y el modelo (3) debiera resultar el que mejor se adecue a los datos. Por otra parte, si nos encontráramos frente a cantidades de equilibrio cercanas a las monopólicas, y precios por encima del nivel competitivo, se esperaría que  $C_t$  de (4), resulte significativa y que este modelo presente un buen ajuste.

#### Estimación:

En función de los objetivos propuestos, no resulta imprescindible estimar las funciones de demanda y oferta de los modelos, sino que resulta suficiente con estimar los equilibrios de

<sup>35</sup> La existencia de algún grado de poder para fijar el precio por encima del costo marginal y el índice HHI se relacionan a través de la siguiente expresión:  $\sum_{j=1}^n [s_j (p - c) / p] = HHI / \eta$ , donde  $s_j$  representa la participación de la firma  $j$  en el mercado y  $\eta$  es la elasticidad de la demanda. Cuanto mayor sea el HHI, ceteris paribus, mayor será la sumatoria que resulte del producto de los mark-ups establecidos por las diferentes firmas y sus correspondientes participaciones en el mercado, es decir, mayor será el poder de las firmas para establecer un precio que supere al costo marginal. Para consulta de una referencia bibliográfica de esta relación, remitirse a Novara Juan J., 1997.

<sup>36</sup> Para una referencia bibliográfica de la utilización de esta variable, puede consultarse: Coloma Germán, 2001.

<sup>37</sup> Para una consulta de las fuentes de la metodología utilizada y del uso de las variables, remitirse a Coloma Germán, 1998 y 2001.

los modelos alternativos. En consecuencia, la estimación se realizará regresando la variable dependiente Pbp en función de todas las variables explicativas del modelo, de esta forma, se obtienen los mismos resultados que regresando cada modelo por separado<sup>38</sup>. De esta manera, la ecuación resultante es:

$$Pbp_{it} = \phi + \omega \text{ing}_{it} + \beta_1 \text{wti}_{it} + \beta_2 \text{tasad}_t + \beta_3 \text{expdev}_t + \beta_4 \text{api}_t + \beta_5 \text{c}_{it} + \beta_6 \text{x}_{it} + \beta_7 \text{X}_t - \lambda_1 (\text{hhi}_{it, \text{C}_{it}}) - \lambda_2 (\text{pypf}_{it, \text{C}_{it}}) + (\beta_8 - \lambda_3) \text{C}_{it} + \mu_{it}$$

En consecuencia, de acuerdo a esta ecuación, si el modelo es competitivo se espera que ninguno de los  $\lambda$  resulte significativo y que el coeficiente que acompaña al consumo agregado tampoco lo sea. Si existe discriminación de precios entre los mercados externo e interno, se espera que alguno de los  $\lambda$  sea significativo y positivo o que el coeficiente que acompaña a C<sub>it</sub> lo sea. Si resulta significativo y positivo el coeficiente que acompaña a la variable (hhi<sub>it, C<sub>it</sub></sub>), los datos se ajustarían a un equilibrio de Cournot. La significancia estadística de  $\lambda_2$  reforzaría la hipótesis del liderazgo. Finalmente, los datos se ajustarían a un modelo colusivo si el coeficiente correspondiente a C<sub>it</sub> resulta significativo y positivo<sup>39</sup>.

#### Resultados de las estimaciones:

Se trabajó con una muestra de 360 observaciones: 10 provincias petroleras y 36 meses para cada provincia –enero de 1998 a diciembre del 2000-. Se asumió la existencia de efectos aleatorios entre las variables explicativas y el error asociado a los grupos de variables provinciales - u<sub>i</sub> -, lo cual supone que dichas variables y dicho término de error no están correlacionados, de lo contrario, no podría separarse el efecto de las variaciones de las variables explicativas por un lado, y de las variaciones de dicho error por otro, sobre las variaciones del precio provincial del crudo, es decir, dicho error tendría efectos sistemáticos sobre el precio provincial del crudo. El supuesto de efectos aleatorios utiliza MCG.

Los resultados que se exponen en el cuadro A, muestran que en conjunto las variaciones de las variables independientes explican aproximadamente un 94% de las variaciones del precio provincial en boca de pozo del petróleo crudo. Según los resultados del cuadro, el coeficiente correspondiente a la constante y los coeficientes correspondientes a las variables explicativas en conjunto son diferentes de cero simultáneamente. Al analizar separadamente la influencia de cada variable explicativa sobre el precio provincial del crudo, puede observarse que las variables que resultan significativas estadísticamente con un margen de error del 5%, son: el precio del crudo de referencia del mercado WTI, la tasa de descuento, las expectativas de devaluación, y el consumo agregado del país. Sin embargo, el coeficiente de las expectativas devaluatorias, no presenta el signo que se esperaría según la teoría económica. Las exportaciones agregadas, presentan el signo correcto, pero esta variable no resulta significativa estadísticamente. Lo anterior estaría indicando que los precios provinciales internos en boca de pozo no estarían determinados por las cantidades producidas para el mercado externo. El resto de las variables - incluidas las correspondientes a los modelos de Cournot y de liderazgo de precios-, y el término de la constante, tampoco resultan significativas estadísticamente. Además, los coeficientes de estas variables presentan signos incorrectos, obsérvese también que el ingreso per cápita provincial y la variable que denota la densidad del

<sup>38</sup> También se realizó la estimación de las funciones de demanda y oferta correspondiente a cada modelo por medio del método de ecuaciones simultáneas, utilizando mínimos cuadrados generalizados en dos etapas, con efectos aleatorios y los resultados obtenidos fueron esencialmente los mismos a los arrojados por la metodología presentada.

<sup>39</sup> Se espera una relación directa entre los coeficientes correspondientes a las variables (hhi<sub>it, C<sub>it</sub></sub>), (pypf<sub>it, C<sub>it</sub></sub>), C<sub>it</sub> y el precio del petróleo, debido a que los mismos son los coeficientes teóricamente negativos de la función de ingreso marginal, los cuales al pasar restando al otro miembro para obtener la función precio de oferta, resultan positivos.

crudo poseen signo negativo, lo cual resulta contrario a lo esperado<sup>40</sup>. Por otra parte, el coeficiente correspondiente al consumo interno provincial, presenta signo positivo, cuando lo que se esperaría es un signo negativo. Con las exportaciones provinciales, ocurre algo similar, pues presentan signo negativo, cuando se esperaría que al aumentar el precio de referencia y el precio de las provincias, los operadores ofrecieran una mayor cantidad de crudo, dada la demanda perfectamente elástica a la que se enfrentan en el mercado internacional.

El coeficiente correspondiente al precio del mercado de referencia indica que entre enero de 1998 y diciembre del 2000, cuando aumentaba dicho precio en U\$S o \$1 por m<sup>3</sup>, los precios provinciales en boca de pozo aumentaban en promedio U\$S o \$ 0,94 por m<sup>3</sup> aproximadamente. Por otro lado, el coeficiente que acompaña a la tasa de descuento, indica que los precios provinciales aumentaban en promedio aproximadamente U\$S o \$ 3 por m<sup>3</sup> cuando el costo de oportunidad del capital aumentaba en 1%. El coeficiente del consumo interno del país presenta el signo esperado de acuerdo a la función precio de oferta correspondiente al modelo de colusión. Indica que cuando se incrementaba en 1 m<sup>3</sup> la cantidad producida para consumo interno de crudo, los precios provinciales aumentaban en promedio cerca de U\$S o \$ 0,07 por m<sup>3</sup>.

En síntesis, en función de los resultados obtenidos en las estimaciones anteriores, puede decirse que el precio de referencia del mercado WTI, la tasa de descuento y el consumo agregado interno ejercieron influencia separadamente sobre los precios provinciales internos en boca de pozo del petróleo durante los años 1998 al 2000. Estas variables también explicaron en forma conjunta las variaciones de los precios provinciales. El modelo que parecería ajustarse mejor a los datos es el colusivo, dado que como se vio, las variables asociadas al modelo de Cournot y de liderazgo de precios no resultaron estadísticamente significativas y presentan signos contrarios a los esperados. En cambio, la variable asociada al modelo de colusión resultó estadísticamente significativa y su signo corresponde al signo del coeficiente de la variable consumo agregado interno perteneciente a la función de ingreso marginal, incluida dentro de la función precio de oferta. Por otra parte, las cantidades producidas para el mercado externo, no parecen haber ejercido influencia en promedio en los precios provinciales.

En consecuencia, en función de las pruebas estadísticas realizadas, puede observarse una clara influencia del precio de referencia del mercado WTI en el comportamiento de los precios provinciales. Por otra parte, variables asociadas al mercado interno, como la tasa de descuento y el consumo agregado interno, también habrían influido en los precios provinciales en boca de pozo; mientras que teniendo en cuenta los resultados obtenidos en relación a las exportaciones, se desestimaría la importancia del mercado externo para la determinación de dichos precios.

### Cuadro A: Estimaciones

Variable grupo (i): provincia.	Efectos aleatorios $u_i \sim \text{Gaussian}$
Número de observaciones = 360	$\text{corr}(u_i, X) = 0$ (supuesto)
Número de grupos = 10	Wald chi2 = 20712.87
Observaciones por grupo = 36	Prob > chi2 = 0.0000
Promedio = 36	$R^2 = 0.9399$
Máximo = 36	

<sup>40</sup> Recuérdese que a mayor índice de densidad, se obtiene un petróleo más liviano y por lo tanto la calidad es mejor; por ende, puede esperarse un mayor precio por cada grado API en que aumente el índice.

β <sub>ij</sub>	Coefficiente	Error Estándar	z	P> z	Intervalo de confianza (95%)	
ing	-0.00490	0.00554	-0.88	0.38	-0.01576	0.00596
wti	0.93686	0.00896	104.5	0.00	0.91929	0.95443
tasad	3.06543	0.82449	3.72	0.00	1.44941	4.68139
expdev	-3.22614	1.00194	-3.22	0.00	-5.18991	-1.26236
api	-0.29843	0.33639	-0.89	0.37	-0.95775	0.36088
c	0.00402	0.00357	1.13	0.26	-0.00297	0.01101
x	-0.00018	0.00424	-0.04	0.97	-0.00848	0.00812
X	2.91E-08	1.76E-06	0.02	0.99	-3.42E-06	3.48E-06
hhic	-0.00001	0.00002	-0.43	0.66	-0.00006	0.00004
pypic	-0.00003	0.00002	-1.25	0.21	-0.00007	0.00001
Cl	0.06901	0.03266	2.11	0.03	0.00499	0.13309
constante	-22.8381	15.6369	-1.46	0.14	-53.4868	7.80934

#### IV. 2- Análisis de otros factores explicativos de la estructura del sector y del comportamiento de los precios

Hasta el momento, teniendo en cuenta el análisis realizado en el presente capítulo y en el anterior, puede observarse que la única variable que claramente influyó en el comportamiento de los precios provinciales fue el precio de referencia del mercado WTI. Los resultados obtenidos en las estimaciones precedentes, se consideran preliminares, debido a que podrían existir otros factores explicativos del comportamiento de los precios provinciales internos, los cuales no fueron abordados en las estimaciones. Adicionalmente, debe tenerse presente, por un lado, el margen de error asociado a la metodología utilizada y por otro lado, el hecho de que los resultados obtenidos no han resultado del todo convincentes, debido a que hay variables que no han presentado los signos esperados y/o no han resultado significativas de acuerdo a las expectativas teóricas. Por estos motivos, testadas ya las hipótesis relativas a las diferentes estructuras de mercado, en lo que resta del trabajo, se indagará acerca de otros factores alternativos no relacionados con dicha estructura, que pudieran explicar el comportamiento de los precios y los diferenciales de los mismos en los mercados interno y externo.

Como se mencionó en el capítulo 3, el requerimiento de algún tipo de crudo en particular en el mercado interno, podría explicar las diferencias de precios. Sin embargo, de acuerdo a las averiguaciones realizadas en la Secretaría de Energía de la Nación, dicho requerimiento no tiene lugar, por lo que a los fines de justificar los diferenciales de precios, este factor en la práctica no puede ser tenido en cuenta.

Por otro lado, la distancia existente entre el productor argentino y el importador del crudo, podría justificar la existencia de un menor precio para el mercado externo que para el interno. Es decir, dada la distancia y el costo de transporte que la misma implica, podría esperarse que los productores redujeran el precio fob del petróleo a los fines de que el precio cyf resultante pudiera competir con el de oferentes extranjeros que se encontraran en una mejor posición. De acuerdo a esto, habría que esperar que a medida que aumente la distancia, el precio de los productores internos para el mercado externo se reduzca. Para ello, los cuadros 18 y 19 exponen los países de destino de nuestras exportaciones entre 1994 y 2002, sus respectivas participaciones en el total de las mismas, y los precios a los que fueron realizadas dichas transacciones.

Puede observarse en primer lugar, que durante todo el período aproximadamente el 70% de las exportaciones fue destinado a países limítrofes, principalmente a Brasil y Chile, y aproximadamente el 90% a Brasil, Chile y Estados Unidos. Debido a que los precios para el mercado externo que fueron expuestos en los gráficos 12 y 13, y en base a los cuales se calcularon las diferencias de los cuadros 12 y 13, son promedios ponderados de acuerdo a la participación de los respectivos países de destino en el total de exportaciones, y debido a la importante proporción que representan los países limítrofes en el total de las mismas, los precios para el mercado externo no deberían haberse visto demasiado influenciados por la distancia. En segundo lugar, al comparar los precios de Brasil, Chile y Estados Unidos, puede observarse que la relación precio - distancia se cumple en algunos casos y en otros no. Por ejemplo, en 1994, 1997, 1998, 2001 y 2002, los precios de Estados Unidos son inferiores a los de Brasil y Chile, sin embargo, para el resto de los años los precios de Estados Unidos coinciden con los de algunos de estos países. En tercer lugar, al observar los precios para el resto de los países, se observa esencialmente el mismo comportamiento: hay casos en que el precio y la distancia no parecerían estar relacionados, hay casos en que se verifica un menor precio a una mayor distancia, pero también hay casos en que se verifica lo contrario. Lo primero ocurre en los años 2000 y 2001, en los años 1996, 1998, 1999 y 2002 se observa en promedio una relación inversa, y en 1994, 1995 y 1997 una relación directa. Debe mencionarse que no se cuenta con información relativa a las calidades de los crudos, ni a las provincias de origen de las exportaciones, lo cual limita el análisis precedente, pues podría suceder que a pesar de existir una mayor distancia, el precio fuera mayor debido a la mejor calidad del crudo exportado.

En síntesis, considerando la totalidad del período 1994 - 2001, y teniendo en cuenta la importancia de las ventas realizadas a países limítrofes y la ausencia de información sobre la calidad, la distancia no parece haber ejercido una importante y clara influencia en el precio para el mercado externo. Podría considerarse como un factor que probablemente influyó en los diferenciales de precios observados en dicho período, aunque en forma moderada.

La existencia de mayores o menores/mejores o peores cantidades de oportunidades comerciales en el mercado externo, podría dar lugar a diferencias de precios entre los mercados interno y externo, por lo que, en principio, de acuerdo a este factor, el precio del mercado interno podría ser menor o mayor que el del externo. A su vez, las oportunidades comerciales están asociadas a una serie de factores, entre los cuales se pueden mencionar: la distancia, la posición correspondiente a un productor dentro de un mercado, el poder de negociación, los contactos y la capacidad de almacenamiento. La influencia de la distancia fue analizada en los párrafos anteriores, y como pudo apreciarse, los productores internos aparentemente han manejado con inteligencia esta variable, ya que la mayor parte de las ventas fueron dirigidas a países limítrofes o relativamente cercanos, como se observó en el caso de Estados Unidos. En relación al posicionamiento dentro de un mercado, lo cual está altamente asociado al poder de negociación, se sabe, de acuerdo a lo que se ha visto a lo largo del trabajo, que los productores internos son tomadores de precios en el mercado mundial debido a que se enfrentan a una importante competencia en el mismo. No caben dudas entonces, de que en este contexto, los productores internos carecen de poder alguno en la fijación del precio en el mercado externo. Por otra parte, la existencia de una mayor capacidad de almacenamiento va asociada a la posibilidad de acceder a mejores oportunidades comerciales, no obstante, en el caso de nuestro país, la capacidad de almacenamiento es casi inexistente.

En este contexto, y teniendo en cuenta que el petróleo es un commodity, los productores internos ofrecerán en el mercado externo el excedente del mercado interno, y venderán en aquél la máxima cantidad posible. Por otra parte, al considerarse, por un lado, la dificultad que se presenta para prever y controlar los excesos de oferta, y por otro lado, que la capacidad de almacenamiento es prácticamente inexistente, se deduce que el excedente del mercado interno que no pudiera colocarse en el mercado externo se transformaría en una pérdida. De esta forma, la alternativa más conveniente consiste en venderlo en el mercado externo, al precio que lo permitan las oportunidades comerciales.

De acuerdo a esta situación, nos encontraríamos con que los productores internos perciben una demanda perfectamente elástica en el mercado externo, mientras que ellos exhiben una oferta prácticamente rígida, es decir, dada la falta de capacidad de almacenamiento, estarían dispuestos a ofrecer el excedente del mercado interno al precio que determine la demanda.

De acuerdo a este razonamiento, el diferencial de precios de los mercados interno y externo podría encontrar su explicación en las diferentes oportunidades comerciales que pudieran conseguirse en los mismos, y en el hecho de que los oferentes estarían dispuestos a percibir un precio menor en el mercado externo que en el mercado interno, antes que incurrir en una pérdida. Como se comentó en párrafos anteriores, diferentes oportunidades comerciales podrían estar asociadas a precios mayores para el mercado interno que para el externo, y viceversa. En el caso de nuestro país, este hecho pudo corroborarse en los cuadros y en los gráficos 12 y 13, si bien predominaban precios mayores para el mercado interno que para el externo. Por otro lado, según fuentes de información oficial, pudo confirmarse que lo que se exporta es el excedente del mercado interno. Esto está de acuerdo con los resultados obtenidos en las estimaciones del presente capítulo, así como con lo expuesto en el gráfico 1 y en los gráficos de precios, según los cuales el comportamiento de las exportaciones no se asocia al de los precios.

En consecuencia, en función de lo observado en nuestro país hasta el momento, puede considerarse que las diferentes oportunidades comerciales de los mercados interno y externo, han influido en los diferenciales de precios y que, unidas a la atomizada posición de los productores argentinos en el mercado externo y a la falta de capacidad de almacenamiento, explicarían los menores niveles de precios percibidos en general, en dicho mercado.

Por último, en función de la estrecha correlación que existe entre los precios provinciales y el precio del mercado de referencia WTI, se indagó con mayor profundidad la relación existente entre ambos. Se confirmó que de hecho esta estrecha relación se debe a que el precio interno de facturación se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$(WTI - X) / 0,98$$

La cual como puede observarse, toma como base al precio promedio del mercado de referencia WTI de los últimos cinco días, sobre el cual se aplica un factor de corrección en dólares (X), el cual determina la menor calidad del crudo de nuestro país, por lo que el efecto del factor de corrección es reducir el precio interno en relación al del WTI. El valor de X varía de acuerdo a la calidad y a la densidad del crudo, es decir a menor calidad y/o mayor densidad, mayor será el valor del factor de corrección. Luego, se divide el valor resultante por 0,98, el cual representa la alícuota del 2% del impuesto a los ingresos brutos, el mismo incrementa el precio y corre en su totalidad por cuenta de las refinerías. Esta fórmula de precio de compra-venta fue acordada y fijada en los contratos firmados entre los productores y las refinerías, y fue utilizada hasta la devaluación. A partir de la devaluación, en enero de 2002, al establecerse la aplicación de retenciones a la exportación del 20%, se introdujo una modificación en la fórmula que consistió en multiplicar por un coeficiente al precio interno de facturación, a los fines de reducirlo en función de las retenciones, de forma tal que el mismo se aproxime al que perciben los productores en el mercado externo.

Finalmente, del análisis de la totalidad del mercado desde enero de 1993 hasta diciembre del 2001, se confirma que el comportamiento de los precios provinciales fue determinado por el del mercado de referencia WTI. La explicación de esto reside en que los precios internos de compra-venta toman como base a aquéllos; y son acordados en contratos firmados por las refinerías y los productores. Los niveles de ambos precios no coinciden con exactitud debido a que en el mercado interno se realizan ajustes por calidad e impuestos. Por otra parte, los diferenciales de precios de los mercados interno y externo, se explican por las diferentes oportunidades comerciales que se han presentado en ambos mercados. Las mismas, al ir acompañadas de un débil posicionamiento de los productores internos en el mercado mundial y de una casi inexistente capacidad de almacenamiento,

explican que en la mayoría de los casos los precios percibidos en el mercado externo hayan sido inferiores a los percibidos en el mercado interno; en relación a este hecho, la distancia también podría haber influido determinando un menor precio para el mercado externo, aunque el efecto de este factor se ha verificado en algunas ocasiones y en otras no.

## Conclusiones

En primer lugar, independientemente de cualquier juicio de valor, hay que destacar que las transformaciones efectuadas sobre el marco regulatorio, lograron su cometido en cuanto a la desregulación y liberalización del segmento, lo cual resulta una condición necesaria, aunque no suficiente, para la generación de un mercado competitivo. Se lograron establecer las condiciones básicas para la existencia de competencia, sin embargo, como se vio en el segundo capítulo, es necesario tener en cuenta que existen temas muy específicos que atañen al segmento y que de acuerdo al contexto deben ser cuidadosamente regulados para hacer posible un mercado competitivo.

A partir de la observación de la evolución del sector, puede concluirse que el comportamiento de la producción fue determinado por las transformaciones estructurales durante la primera parte del período, y por la demanda interna y externa durante los últimos años. Los incentivos implícitos en las transformaciones estructurales, unidas al crecimiento de la economía de los primeros años, estimularon la exploración y la producción. Ambos factores se reflejaron en el aumento de las áreas dispuestas para exploración y explotación, en el aumento de la producción, de las exportaciones y de las reservas comprobadas. Según se observó en los capítulos 3 y 4, y a través de los HHI, la oferta del segmento, si bien estuvo constituida por muchos operadores, se halló altamente concentrada en unos pocos desde 1993 al presente<sup>41</sup>. A pesar de la escasa participación de las importaciones en la oferta interna, el mercado es desafiante, en función de la ausencia de obstáculos a las mismas. En este sentido, pudo observarse que los precios provinciales en la mayoría de los casos se encontraron por debajo de la paridad de importación en el período que comprende desde 1993 a 2001, lo que manifiesta la presencia de la competencia potencial.

En relación a los niveles de los precios provinciales, no es posible realizar comparaciones de forma precisa, debido a las diferentes calidades y densidades de los petróleos; no obstante puede concluirse que los niveles de precios, en la mayoría de los casos, guardan relación con las respectivas calidades y densidades.

Por otra parte, los precios provinciales tanto para el mercado externo como para el mercado interno, siguieron el comportamiento y la tendencia del precio de referencia del mercado internacional WTI, durante el período enero de 1993 - diciembre de 2001. Los resultados obtenidos del análisis descriptivo y del análisis de regresión son convergentes en cuanto al comportamiento y al nivel del precio del mercado interno, pues ambos análisis manifiestan que el principal determinante del precio interno fue el precio del mercado de referencia WTI, y que aquel precio fue inferior al de dicho mercado de referencia. Estos resultados pudieron finalmente confirmarse con la obtención de la fórmula a través de la cual los productores y las refinerías determinan el precio interno de facturación; pues la misma, toma como base al precio promedio del mercado WTI de los últimos cinco días. El precio interno resulta menor que el del WTI, debido a que en el mercado interno se realizan ajustes por calidad, densidad y por el impuesto a los ingresos brutos. El precio en boca de pozo para el mercado interno sigue el comportamiento del precio interno de facturación, debido a que se obtiene a partir de éste, deduciéndole los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales.

Al observarse los precios provinciales para los mercados interno y externo durante el período mencionado, se ha detectado que en la generalidad de los casos los precios para el mercado interno resultaron mayores que para el mercado externo. Estas diferencias podrían haber tenido su origen en factores de diversa naturaleza. En consecuencia, se analizaron los distintos factores que podían explicar total o parcialmente estas diferencias. En primer lugar, se analizó la estructura del mercado, mediante un análisis descriptivo y de regresión, realizado este último para el período enero de 1998 a diciembre de 2000, dichos análisis generaron sospechas acerca de la existencia de discriminación de precios entre ambos mercados. No obstante, las conclusiones que se derivaron de estos análisis se consideraron preliminares, debido a que el análisis realizado fue parcial, ya que no incluyó factores explicativos alternativos a la estructura de mercado. Por otra parte, independientemente del margen de error asumido en toda estimación, la misma no resultó

<sup>41</sup>Sin embargo, debe tenerse en cuenta la advertencia realizada a lo largo del trabajo en relación a este punto.

del todo convincente debido a la falta de consistencia teórica que se presentó en la estimación de los coeficientes correspondientes a algunas variables. En este sentido, vale la pena resaltar que el alto poder explicativo del modelo se debe esencialmente a la inclusión del precio del mercado de referencia WTI como variable explicativa.

Seguidamente se analizó el resto de los posibles factores explicativos de los diferenciales de precios entre los mercados interno y externo, entre los cuales se consideraron: los gastos de fletes y puesta en condiciones comerciales de ambos mercados, el requerimiento de algún tipo de crudo en particular para el mercado interno, la distancia asociada a las ventas del mercado externo y las diferentes oportunidades comerciales de ambos mercados. En relación al primer factor, se concluyó que el mismo no determinó las diferencias de precios debido a que, al considerar los precios de facturación de los mercados interno y externo, es decir, en el punto de encuentro de oferta y demanda, la paridad de precios de ambos mercados debería verificarse aún bajo la influencia de este factor. Igualadas dichas paridades, este factor, podría haber determinado las diferencias de los precios en boca de pozo para los dos mercados. No obstante, como se observó los precios en boca de pozo heredan las diferencias de los precios de facturación, por lo que el análisis de los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales como factor explicativo de los diferenciales de precios, se torna irrelevante, debido a que los mismos serían útiles para explicar los diferenciales de los precios en boca de pozo, pero no para explicar los diferenciales de los precios de facturación. Según las averiguaciones pertinentes, también quedó descartado el requerimiento de algún tipo particular de crudo para el mercado interno como factor explicativo de las diferencias de precios, debido a que en la práctica no tiene lugar dicho requerimiento.

En relación a los otros dos factores, por un lado, según lo observado en los datos correspondientes a las exportaciones, en forma preliminar podría atribuirse a la distancia parte del origen de las diferencias de precios. Por otro lado, según fuentes de información oficial, el factor que ha determinado fundamentalmente dichas diferencias, fue la existencia de diferentes oportunidades comerciales en los mercados interno y externo. Las mismas han determinado que el productor interno haya vendido en el mercado externo a un precio que no necesariamente coincidía con el del mercado interno. El productor interno vende primero en el mercado interno y destina a exportación el excedente. La situación que enfrenta el productor en el mercado externo, caracterizada por un alto grado de competencia, unida a las dificultades inherentes a la actividad para prever los excesos de oferta y a la falta de capacidad de almacenamiento, hace que en la generalidad de los casos el productor esté dispuesto a reducir el precio antes que incurrir en una pérdida. Esto explica que en la mayoría de los casos los precios del mercado interno hayan superado a los del externo. No obstante, también se han observado diferencias en sentido contrario, lo cual resulta coherente con el hecho de que en ocasiones pueden haber existido oportunidades comerciales más ventajosas en el mercado externo.

En síntesis, puede afirmarse que la falta de competencia, los gastos de fletes y de puesta en condiciones comerciales, y el requerimiento de algún tipo particular de crudo para el mercado interno, no fueron los determinantes de las diferencias de precios de los mercados interno y externo. Dichas diferencias pueden atribuirse en parte a la distancia que afecta a las ventas del mercado externo, pero fundamentalmente a la existencia de diferentes oportunidades comerciales en dicho mercado, las cuales a su vez han estado acompañadas por la posición atomizada que poseen los productores internos en el mercado mundial, y por la casi inexistente capacidad de almacenamiento.

Finalmente, en relación a la estructura del mercado interno, puede concluirse que, si bien se ha observado durante todo el período analizado una alta concentración en la oferta, no hay evidencias de falta de competencia. Por el contrario, el establecimiento de precios de facturación para el mercado interno a través de una fórmula que ha sido acordada en contratos firmados entre productores y refinerías, y que toma como principal determinante al precio del mercado de referencia WTI, al que se le realizan ajustes por calidad e impuestos, es un indicador de que ha existido coincidencia de voluntades entre oferta y demanda; y de que el precio interno de facturación ha sido determinado en función de un factor exógeno. Los contratos obligan a productores y refinerías, a la vez que atan a los productores, ya que les eliminan la posibilidad de ejercer algún tipo de discrecionalidad en relación a la incorporación de factores adicionales en la fijación del precio, como podría ser el establecimiento de un mark-up. De esta forma, se clarifican

los resultados obtenidos en el análisis de regresión, ya que con estos elementos puede afirmarse que durante el período analizado, el mercado se ha comportado de forma competitiva.

## Bibliografía consultada y fuentes de información:

Anales de Legislación Argentina XLIX - C - 2531. *Decreto: 1055/89*. ADLA XLIX - D- 3834, *Decreto: 1212/89*. ADLA L-A -43, *Decreto: 1589/89*. ADLA LI-A -322, *Decreto: 44/91*.

Código de Minería de la República Argentina y Leyes Complementarias.1996. *Ley 21778 de Contratos de riesgo*. AZ.

Coloma, Germán. 1998 y 2001. "Análisis del comportamiento del mercado argentino de combustibles líquidos" y "Un análisis preliminar de los efectos competitivos de la integración entre Repsol e YPF sobre el mercado argentino de combustibles líquidos". En, *Anales de la AAEP*, XXXIII y XXXVI reunión respectivamente.

Cont, Walter y Urbiztondo, Santiago. 2001. "El gas natural en la Argentina ¿Es competitivo el segmento upstream?". Documento en elaboración.

FIEL.1999. *La regulación de la competencia y de los servicios públicos: teoría y experiencia argentina reciente*.

Gadano, Nicolás. 2000. "Determinantes de la Inversión en el sector Petróleo y Gas en la Argentina". En *La Argentina de los noventa. Desempeño económico en un contexto de reformas*. Heymann, Daniel y Kosacoff, Bernardo. Editado por Eudeba. Naciones Unidas. CEPAL. Tomo II.

Gadano, N. y Sturzenegger, F. 1997. *La privatización de las reservas en el sector hidrocarburífero. El caso de Argentina*. ILADES.

Gould, J. y Lazear, E. 1994. *Teoría Microeconómica*. Fondo de Cultura Económica. México.

Guadagni, Alieto A. 1992. "Hacia la socialización de la renta petrolera y la privatización de la explotación". En, *Estudios*, año XV, N° 63. Julio/Diciembre.

Herfindahl, Orris C. 1959. "A General Evaluation of Competition in the Copper Industry". En, *Copper costs and Prices*. Editado por John Hopkins Press. Baltimore.

Infoleg. 1967. *Ley 17319 de Hidrocarburos*.

Instituto Argentino de Energía General Mosconi: IAE. [www.iae.org.ar](http://www.iae.org.ar)

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. 2000. *El Abecé del petróleo y del gas*. IAPG. Bs

As.

La Ley. 1991-C-3074, *Decreto: 2178/91*.

Maddala, G. S. Y Miller, Ellen. 1990. *Microeconomía*. Mc Graw Hill.

Meiners Roger E. Y Miller Roger Le Roy. 1993. *Microeconomía*.

Monopolies and Mergers Comisión. 1990. *The supply of Petrol: A Report on the Supply in the United Kingdom of Petrol by Wholesale*. Londres

Novara, Juan J. 1997. "Precios internos y de exportación de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: ¿diferenciación o discriminación de precios en el mercado interno?". *Estudios*, año XX, N° 83. Octubre/Diciembre.

OPEC.

Secretaría de Energía. 2002. *El mercado de los combustibles líquidos en Argentina*.

Seminario. [cee@mecon.gov.ar](mailto:cee@mecon.gov.ar).

Stata Reference Manual. Release 7. 2002. Volume 4 Su-Z. Stata Press. College Station, Texas.

Varian, Hal R. 1994. *Microeconomía Intermedia*. Antoni Bosch. Universidad de Michigan.

Wooldridge, Jeffrey M. 2002. *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*. MIT.

## Anexo de cuadros y gráficos

**Cuadro 1: Marco legal de las transformaciones estructurales del sector.**

Norma	Fecha de sanción/dictado	Contenido
Ley 17319	1967	Ley de Hidrocarburos
Dec. 1055/89	10/10/89	Pautas para el incremento de la producción. Áreas de interés secundario. Áreas de recuperación asistida. Libre disponibilidad de hidrocarburos. Contratos de exploración. Comercio exterior. Provincias productoras de hidrocarburos. Áreas de interés exploratorio. Desregulación de la industria.
Dec. 1212/89	08/11/89	Desregulación petrolera. Hidrocarburos. Eliminación de cuotas de crudo. Política de precios. Desregulación de refinerías y bocas de expendio.
Dec. 1589/89	27/12/89	Reconversión de contratos. Contratos de exploración. Preferencia de compra de gas. Exportación e importación. Tipo de cambio. Libre disponibilidad. Restricciones a la exportación. Transporte. Intercambio de petróleo crudo. Concesiones de transporte.
Res. MOSP 56/90	16/02/90	Aprobación del pliego de bases y condiciones del concurso público internacional para la exploración, explotación y desarrollo de áreas de interés secundario.
Res. MOSP 288/90	06/06/90	Modificación, aclaración y ampliación del pliego de condiciones aprobado por la resolución 56/90
Dec. 1216/90	26/06/90	Llamado a concurso público internacional para la selección de las empresas que se asociarán con YPF para la explotación de las áreas centrales: Viscacheras (Mendoza), Puesto Hernández (Neuquén), El Tordillo (Chubut) y Huemul (Santa Cruz)
Res.398/90	06/07/90	Aprobación del pliego de bases y condiciones para el concurso público internacional de antecedentes para la precalificación de empresas petroleras para asociación en áreas centrales.
Dec. 1758/90	05/09/90	Aprobación de la adjudicación y otorgamiento de la concesión de las áreas Aguada Baguales y El Porvenir, con el objeto de realizar trabajos de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos.
Res. SSE 159/90	28/10/90	Convocación al concurso público internacional 2/90
Dec. 41/91	07/01/91	Aprobación y adjudicación del área Centro Este
Dec. 42/91	07/01/91	Aprobación de la adjudicación del concurso 1/90 y otorgamiento de la concesión de las áreas Los Bastos y Catriel Viejo
Dec. 43/91	07/01/91	Aprobación de la adjudicación y otorgamiento de la concesión del área Agua del Cajón para realizar trabajos de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos.
Dec. 44/91	07/01/91	Hidrocarburos. Transporte realizado por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas. Reglamentación
Res. ME 15/91	15/01/91	Adjudicación de las áreas de interés secundario licitadas por concurso público internacional 2/90
Dec. 1041/91	03/06/91	Aprobación del contrato de asociación con YPF para la exploración, desarrollo y explotación del área Viscacheras.
Dec. 2178/91	21/10/91	Hidrocarburos. Permisos de exploración. Adjudicación. Concursos públicos internacionales
Ley 24145	24/09/92	Federalización de hidrocarburos. Transformación empresarial y privatización del capital de YPF

Dec. 1106/93	31/05/93	Aprobación del estatuto de YPF SA y reglamentación del último párrafo del art. 8 de la ley 24145
--------------	----------	--

Elaboración propia

### Cuadro 2: Cantidad de operadores

Cantidad de operadores	
1993	35
1994	38
1995	33
1996	39
1997	40
1998	38
1999	36
2000	37
2001	33
2002	33
2003	28

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

### Cuadro 3: Participación de los principales operadores en la producción interna, en porcentajes.

Operadores	1995	1994	1995	1996	1997	1998
Cía Naviera Perez Companc y Pet. Companc	15,69	13,63	12,37	11,9	12,25	12,49
YPF	38,51	42,59	43,72	43,06	41,6	40,36
<b>Subtotal</b>	<b>54,2</b>	<b>56,22</b>	<b>56,09</b>	<b>54,96</b>	<b>53,85</b>	<b>52,85</b>
Amoco	7,71	7,02	7,29	6,9	6,63	
Astra	4,78	3,84	5,65	4,65	4,29	8,37
Pet. San Jorge	3,75	5,81	7,13	7,42	7,69	7,76
Pan American						6,62
<b>Subtotal</b>	<b>70,44</b>	<b>72,89</b>	<b>76,16</b>	<b>73,93</b>	<b>72,46</b>	<b>75,6</b>
Total Austral	6,53	6	4,92	5,81	5,6	5,61
<b>Total</b>	<b>76,97</b>	<b>78,89</b>	<b>81,08</b>	<b>79,74</b>	<b>78,06</b>	<b>81,21</b>

Operadores	1999	2000	2001	2002	2003
PECOM Energia y Pet. P. Companc	11,39	10,89	12,87	12,19	11,74
YPF	40,16	35,45	41,63	45,33	45,58
<b>Subtotal</b>	<b>51,55</b>	<b>46,34</b>	<b>54,5</b>	<b>57,52</b>	<b>57,32</b>
Pan American	8,58	8,63	9,71	10,78	11,57
Crevron		9,73	10,09	9,91	10,29
Astra	8,56	12,33	3,17		
Pet. San Jorge	8,84				
<b>Subtotal</b>	<b>77,53</b>	<b>77,03</b>	<b>77,47</b>	<b>78,21</b>	<b>79,18</b>
Total Austral	6,44	4,83	4,69	4,31	3,89
<b>Total</b>	<b>83,97</b>	<b>81,86</b>	<b>82,16</b>	<b>82,52</b>	<b>83,07</b>

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía. Las participaciones en la producción fueron calculadas en base a la producción total de los operadores en un área, ya que no se cuenta con datos de producción neta de las empresas, esto significa que no se toma en cuenta el hecho de que un operador puede representar a otros por medio de contratos de operación. Ante la existencia de estos contratos, el área total asignada a un operador puede incluir producción de otros operador/es. De esta forma, debido a la restricción de información disponible, las participaciones en la producción expuestas pueden distorsionar las participaciones en la producción de las empresas.

**Cuadro 4: Participación de las cuencas en la producción interna, en porcentajes.**

Cuencas	Promedio 1993-2003
Golfo San Jorge: Chubut y Santa Cruz	33.88
Nuequina: Neuquén, Mendoza Sur, La Pampa y Río Negro	48.31
<b>Subtotal</b>	<b>82.19</b>
Austral: Estado Nacional, Santa Cruz y Tierra del Fuego	8.36
Cuyana: Mendoza Norte	6.96
Noroeste: Formosa, Jujuy y Salta	2.49
<b>Total</b>	<b>100</b>

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 5: Participación de las provincias en la producción interna, en porcentajes.**

Provincias o Jurisdicción	Promedio 1993-2003
Chubut	15.33
Mendoza	13.41
Neuquén	35.77
Santa Cruz	23.05
<b>Subtotal</b>	<b>87.56</b>
Formosa	0.7
Jujuy	0.07
La Pampa	1.09
Río Negro	4.97
Salta	1.72
Tierra del Fuego	3.74
Estado Nacional	0.09
Plataforma continental	0.05
<b>Total</b>	<b>100</b>

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

**Cuadro 6: Extensión del mercado interno según operadores. 1993 - 2003.**

Operadores	Mercados provinciales a los que no accedían	% de demanda interna que representaban los mercados provinciales
YPF	Formosa, Jujuy, La Pampa, Salta y Tierra del Fuego	6,3%
Perez Companc	Formosa, Jujuy, Salta y Tierra del Fuego	5,3%
Amoco y Total Austral	Formosa, Jujuy, Mendoza y Salta	23,4%
Astra, Crevron, Pet. San Jorge	Formosa, Jujuy y Salta	3,4%
Pan American	Formosa, Jujuy y Mendoza	20,8%
Resto de los operadores (a excepción de los que producían en la cuenca noroeste)	Formosa, Jujuy y Salta	3,4%
Operadores de Mendoza	-	-
Operadores de Formosa, Jujuy y Salta	-	-

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

**Cuadro 7: Extensión del mercado según zonas geográficas. 1993 - 2003.**

Ciudades	Provincias	Alcance del mercado interno
Austral, Golfo San Jorge y Neuquina	Chubut, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Santa Cruz y Tierra del Fuego	76,6%
Cuyana y Neuquina	Mendoza	20%
Noroeste	Formosa, Jujuy y Salta	3,4%
Total		100%

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

**Cuadro 8: Producción, Importaciones y Exportaciones, en m<sup>3</sup>**

Año	Producción	Importaciones	Exportaciones
1988	26122680	0	463559
1989	26713284	0	688591
1990	28004036	53000	1036210
1991	28620520	247400	1437770
1992	32246102	10851	3065940
1993	34468069	167021	5033037
1994	38746127	494883	6290606
1995	41739330	579756	11582032
1996	45569608	848505	18859715
1997	48402927	1272054	19452189
1998	49147655	1338903	19184800
1999	46507170	1087114	15611409
2000	44824026	1532129	16099798
2001	45182026	1494170	16685616
2002	43863781	692179	15460848

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 9: Participación de las importaciones en la oferta interna, en %**

Año	%
1990	20
1991	90
1992	.04
1993	.56
1994	1.5
1995	1.89
1996	3.08
1997	4.21
1998	4.28
1999	3.4
2000	5.06
2001	4.98
2002	2.38

**Cuadro 10: Reservas comprobadas, en m<sup>3</sup>**

Año	Reservas Comprobadas
1989	344623000
1990	249608000
1991	267618000
1992	320747000
1993	352441000
1994	358174000
1995	378235000
1996	413436000
1997	416734000
1998	437756000
1999	488280000
2000	472781000
2001	457674000

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 11: Oferta Interna y Demanda Interna, en miles de tep<sup>42</sup>**

Año	Oferta Interna	Demanda Interna	Oferta	Demanda I.
1990	24162	23429		733
1991	24276	23425		851
1992	25850	25130		720
1993	26171	25144		1027
1994	24249	24094		155
1995	23312	23303		9
1996	24371	24510		-139
1997	26668	26826		-158
1998	27763	27901		-138
1999	28190	28361		-171
2000	26636	26731		-95
2001	26743	26692		51

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 12: Diferencias entre precios provinciales en boca de pozo para el mercado interno y externo, en dólares o pesos.**

		Chubut	Formosa	La Pampa	Mendoza	Norquén	Río Negro	Salta	Santa Cruz	Tierra del Fuego
1993	enero	s/d	-18.22	-0.51	s/d	-1.28	0.93	8.39	s/d	3.69
	febrero	s/d	-19.06	0.99	s/d	-3.73	-2.56	3.74	19.08	1.74
	marzo	s/d	-20.83	0.25	s/d	2.18	2.13	7.57	s/d	4.09
	abril	s/d	-6.24	2.09	s/d	-1.87	-1.1	9.15	s/d	0.28
	mayo	s/d	s/d	s/d	s/d	2.33	s/d	11.07	20.23	-8.88
	junio	s/d	-15.17	1.46	s/d	3.04	-1.04	14.06	s/d	-6.36
	julio	s/d	-14.99	1.27	s/d	0.27	1.68	5.29	-6.24	-3.43
	agosto	s/d	s/d	-1.32	s/d	-1.8	-0.78	-0.71	-7.63	-3.2
	septiembre	s/d	-7.24	-2.67	s/d	-1.64	-2.65	-2.63	-3.33	-6.92
	octubre	s/d	-8.45	4.05	s/d	0.05	-0.87	5.87	-2.92	-1.52
	noviembre	s/d	s/d	2.05	s/d	-0.19	0.17	8.61	-2.84	-29.84
	diciembre	s/d	-11.25	1.9	s/d	0.75	0.86	s/d	-10.48	-5.25
1994	enero	s/d	-5.28	4.62	s/d	-1.46	1.24	s/d	1.55	-0.66
	febrero	s/d	4.02	3.91	s/d	-3.1	-0.64	5.96	-4.27	-8.52
	marzo	s/d	-3.62	2.86	-1.33	8.89	6.08	-0.42	-0.5	-10.14
	abril	s/d	-10.23	1.04	5.14	2.03	-2.3	s/d	3.28	-3.09
	mayo	s/d	-8.76	4.97	16.74	9.49	2.62	-3.73	2.55	-2.38
	junio	s/d	-20.31	8.87	14.74	9.88	1.74	s/d	-5.48	-1.72
	julio	s/d	-13.81	s/d	8.11	9.46	s/d	-2.4	s/d	-1.52
	agosto	s/d	-5.33	-6.56	2.28	0.77	2.13	-7.49	-3.99	9.06
	septiembre	1.69	-8.91	-1.05	-6.91	-5.09	-0.72	2.02	-0.53	-2.33
	octubre	2.32	-16.06	-0.99	1	-0.58	-1.84	-1.97	-2.08	-3.1
	noviembre	s/d	-19	-0.99	2.84	1.12	-1.33	s/d	-1.41	-9.06
	diciembre	1.68	-4.78	-0.81	-0.65	-0.93	-1.42	0.93	3.07	0.55
1995	enero	0.93	-14.32	3.42	0.6	-0.31	2.38	-0.94	-0.3	-3.95
	febrero	s/d	-10.41	3.36	6.99	2.96	-0.07	-2.88	-0.5	-2.3
	marzo	-1.2	-12.58	1.26	3.29	-1.05	-4.01	-3.73	-3.29	-9.86
	abril	-1.19	-18.82	-0.01	10.51	3.37	-2.84	-8.47	-1.8	-3.15
	mayo	1.2	s/d	-0.26	1.33	-2.16	-0.51	s/d	-0.07	-10.95
	junio	3.7	-19.32	-2.56	-5.87	-7.54	-3.96	s/d	-2.11	-13.79
	julio	-1.08	-10.88	3.7	-5.34	-0.19	3.15	s/d	-1.17	-2.61
	agosto	2.04	-14.07	2.7	6.11	4.44	1.87	-8.65	-1.3	-4.9
	septiembre	2.84	-9.1	4.3	6.03	7.72	5.56	-5.84	4.09	-4.18
	octubre	1.57	s/d	4.85	0.16	2.51	4.65	-3.47	-0.55	-6.63
	noviembre	1.53	-13.62	3.03	7.14	6.33	4.09	s/d	2.36	-5.31
	diciembre	0.19	-16.65	4.85	5.55	5.97	0.64	-6.39	1.45	-6.8
1996	enero	0.28	-11	5.88	4.5	5.83	10.25	-2.77	4.96	4.59
	febrero	-8.75	s/d	2.48	-0.45	3.45	0.93	s/d	-1.84	-14.32

<sup>42</sup> Tep: toneladas equivalentes de petróleo. La oferta interna fue calculada sumando a la producción interna las importaciones y restando las exportaciones y bunker. La demanda interna fue calculada sumando el petróleo procesado en las refinarias y el consumo propio de los productores.

	marzo	3.71	-15.36	-0.52	6.19	12.65	-0.94	s/d	1.55	-10.04
	abril	-0.98	-14.81	-3.64	5.43	11.88	-2.18	s/d	0.45	-8.9
	mayo	1.05	-11.84	5.02	-0.58	0.64	5.57	s/d	0.16	-14.15
	junio	3.14	-12.88	1.71	-0.07	1.68	2.64	s/d	-3.42	-12.65
	julio	-0.16	-10.9	3.75	2.62	10.37	3.45	s/d	0.16	-5.92
	agosto	1.82	-16	3.19	17.85	11.55	3.59	s/d	-1.31	-8.73
	septiembre	1.07	-13.36	1.06	-2.07	12.93	1.35	s/d	2.12	-4.69
	octubre	3.07	-10.17	4.69	-0.96	110.16	3.75	42.57	1.3	-6.75
	noviembre	3.66	-8.79	3.12	-0.75	1.48	2.27	s/d	-0.68	-4.41
	diciembre	4.08	-11.44	3.29	1.54	3.45	1.53	s/d	-1.75	-0.67
1997	enero	6.65	-14.44	7.1	1.5	2.95	5.39	s/d	-4.73	-6.76
	febrero	2.99	-10.49	5.24	-0.78	-4.73	6.14	s/d	0.26	-4.31
	marzo	1.02	-11.76	5.86	0.8	-1.36	6.04	s/d	0.94	-7.22
	abril	-0.26	-9.52	s/d	-2.28	1.39	3.88	s/d	-0.44	-7.32
	mayo	-0.14	-10.47	-0.64	0.62	8.63	1.3	s/d	1.25	-5.65
	junio	5.13	-10.33	6.04	0.72	4.2	5.94	s/d	2.34	-2.51
	julio	0.94	-10.19	6.05	0.29	6.91	5.64	-1.27	4.27	-2.69
	agosto	-1.81	-10.14	5.55	1.46	8.22	7.25	-0.46	6	-7.43
	septiembre	0.92	-8.67	2.55	-0.93	4.39	-2.24	16.09	3.1	-0.51
	octubre	1.94	-10.23	4.59	2.4	13.9	5.8	13.14	5.29	1.2
	noviembre	0.67	-10.33	8.08	-1.06	5.3	8.08	-8.07	5.58	-3.57
	diciembre	3.83	-10.12	3.66	-6.28	0.49	4.18	2.74	5.03	-8.39
1998	enero	2.75	-10.26	7.86	-3.28	1.01	5.11	2.16	2.91	-7.91
	febrero	3.47	-10.5	4.34	-1.93	0.62	4.78	1.79	6.78	-7.77
	marzo	4.28	-10.01	7.13	-1.74	0.7	3.63	0.92	4.77	0.54
	abril	4.14	-10.69	8.71	3.15	5.13	0.39	0.75	6.95	4.9
	mayo	-0.56	-10.69	2.65	0.23	4.88	2.28	-1.19	5.55	-10.53
	junio	-2.3	-10.71	-3.66	-1.17	-0.41	-3.8	-7.35	2.4	-10.32
	julio	-0.32	-10.65	s/d	3.93	9.6	-0.66	2.15	1.14	-5.75
	agosto	-0.99	-10.27	3.77	0.02	5.65	1.67	2.32	1.5	-7.31
	septiembre	2.89	-10.62	6.72	6.3	11.82	-2.2	2.36	4	2.28
	octubre	-1.07	-11.1	10.53	4.28	6.94	-2.12	5.21	2.82	-4.16
	noviembre	-4.3	-11.09	11.86	-2.84	-0.65	7.27	8.36	2.87	-4.08
	diciembre	-0.34	-10.8	3.39	-4.35	-1.09	1.82	-4.83	3.32	-2.31
1999	enero	1.6	-7.72	2.83	5.99	9.32	0.49	1.3	3.56	2.11
	febrero	-0.7	-7	4.04	1.41	2.62	1.26	0.89	2.67	-0.12
	marzo	1.15	-10.74	5.86	9.15	16.49	0.76	1.62	3.41	-2.87
	abril	6.92	-9.91	9.13	12.22	18.83	-1.84	-0.51	4.47	-2.74
	mayo	-0.31	-8.57	s/d	4.23	7.11	-0.51	11.63	5.42	4.54
	junio	0.21	-9.45	2.83	2.03	5.45	-6.66	11.92	4.34	-6.92
	julio	-0.12	-10.01	12.11	12.08	14.56	-0.23	12.17	8.21	-0.15
	agosto	-0.43	-10.3	2.66	7.81	11.41	-1.83	11.79	5.77	-4.27
	septiembre	4.24	-14.34	-2.82	9.12	14.74	-12.66	11.44	6.79	-9.5
	octubre	-16.89	-12.56	4.29	-2.73	-1.55	-5.77	11.61	7.18	-6.01
	noviembre	-0.47	-13.6	8.81	-0.49	9.53	-12.82	14.17	3.45	-13.28
	diciembre	0.69	-15.97	1.12	7.3	8.89	-0.42	9.96	7.59	11.49
2000	enero	-38.29	-11.27	s/d	3.23	7.55	-0.01	10.05	2.86	-24.91
	febrero	-2.27	-10.08	6.88	11.16	12.78	-1.76	11.19	4.63	-14.01
	marzo	7.46	-13.84	5.42	0.89	5.63	-11.2	14.3	4.09	-15.74
	abril	-5.44	-13.26	-4.8	-13.61	-6.79	-1.86	8.88	7.28	0.41
	mayo	0.03	-10.1	5.67	7.21	11.44	1.48	12.5	4.35	-10.91
	junio	10.86	-14.34	0.54	8.88	14.3	-8.53	13.88	6.3	-21.69
	julio	3.95	-14.37	9.07	-7.17	-0.67	1.26	12.38	1.3	-0.57
	agosto	-4.81	-11.28	2.69	-0.64	5.72	6.06	12.01	-4.72	-18.01
	septiembre	7.34	-12.14	8.05	9.12	14.17	-6.65	13.48	3.77	-0.95
	octubre	1.74	-14.92	-8.73	-8.68	0.39	-1.07	11.25	-1.78	-9.5
	noviembre	5.38	-15.55	-5.1	4.68	11.75	-1.07	11.09	2.62	-13.04
	diciembre	2.76	-27.5	s/d	-17.1	-12.72	6.1	-1.99	11.19	29.61
2001	enero	3.63	-22.75	4.74	-8.76	1.87	13.15	5.67	4.25	2.23
	febrero	6.61	s/d	-2.85	5.34	10.15	-3.86	s/d	6.91	13.33
	marzo	5.61	-20.83	13.14	-8.08	-3.14	0.22	2.64	-9	0.01
	abril	8.8	-21.87	-2.17	3.4	8.74	1.49	2.06	5.01	-16.95
	mayo	7.18	-20.3	-6.54	4.61	9.85	1.14	17.04	4.5	-8.97
	junio	0.84	-20.38	6.62	-3.42	1.54	4.57	5.61	-5.93	-14.82
	julio	-1.63	-12.08	-11.79	-8.16	-2.93	-1.42	8.21	-4.17	-26.43
	agosto	-0.16	-16.79	3.81	1.61	6.13	10.23	-10.1	3.63	-9.46
	septiembre	8.07	-18.19	1.12	-3.17	-0.76	-0.72	5.48	3.01	-2.22
	octubre	6.03	-21.37	-4.73	-19.16	-14.14	-14.06	2.52	3.31	-4.83
	noviembre	4.37	-15.65	13.26	-8.71	-10.66	1.99	1.66	6.47	-11.12

	diciembre	-13.76	-62.54	-20.48	-38.71	-30.07	-18.37	-46.18	-26.17	-56.86
	PROMEDIO	0.88	-13.10	2.67	1	4.52	0.54	3.89	1.63	-5.75
	PROMEDIO*	1.05	-12.61	2.91	1.4	4.8	0.72	4.53	1.91	-5.27

\*Este promedio no incluye a diciembre de 2001.  
Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 13: Promedios anuales de las diferencias entre precios provinciales en boca de pozo para el mercado interno y externo, en dólares o pesos.**

PROVINCIAS/AÑOS	PROMEDIO ANUAL									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*	2001*
Chubut	s/d	1.90	0.96	0.98	1.82	0.64	-0.34	-0.92	2.8	4.3
Formosa	-13.49	-9.76	-13.98	-12.54	-10.56	-10.62	-10.93	-14.05	-23.16	-19.22
La Pampa	0.87	1.42	2.55	2.52	4.92	5.75	4.62	2.17	-0.49	1.33
Mendoza	s/d	4.2	3.04	2.77	-0.3	0.05	5.68	-0.17	-6.77	-4.04
Neuquén	-0.16	2.53	1.84	14.42	4.18	3.68	9.78	5.28	-1.95	0.6
Río Negro	-0.29	0.49	0.91	2.68	4.78	1.52	-3.35	-1.44	-0.47	1.16
Salta	6.4	-0.89	-5.05	19.9	4.03	1.05	8.15	10.75	-0.65	4.1
Santa Cruz	0.73	-0.71	-0.26	0.14	2.41	3.73	5.24	3.49	-0.52	1.82
Tierra del Fuego	-4.63	-2.74	-6.2	-7.21	-4.61	-4.37	-2.31	-8.28	-11.35	-7.21

\*Este promedio no incluye a diciembre de 2001.  
Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 14: Diferencias entre precios provinciales en boca de pozo para el mercado interno y externo, expresadas como porcentajes del precio del mercado externo.**

PROVINCIAS/AÑOS	PROMEDIO ANUAL									
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001*	93-2001*
Chubut	s/d	2.46	1.11	88	1.85	1.11	-0.38	-0.58	3.66	1.03
Formosa	-15.07	-13.28	-16.98	-11.73	-11.10	-18.29	-12.38	-8.91	-14	-12.60
La Pampa	0.97	1.75	2.79	2.15	4.55	8.40	5.98	1.26	0.89	2.70
Mendoza	s/d	5.09	3.41	2.48	-0.28	0.07	6.4	-0.11	-2.81	1.32
Neuquén	-0.17	3.14	2.05	12.95	3.97	5.40	10.80	3.21	0.41	4.61
Río Negro	-0.33	0.59	0.98	2.29	4.43	2.20	-3.32	-0.84	0.79	0.67
Salta	6.97	-1.02	-5.33	21.17	4.02	1.51	8.82	6.85	2.96	4.34
Santa Cruz	0.88	-0.88	-0.29	0.12	2.38	6.25	5.66	2.17	1.45	1.88
Tierra del Fuego	-4.47	-2.87	-6.02	-5.74	-3.96	-5.63	-2.22	-4.71	-4.88	-4.53

\*No incluyen a diciembre de 2001.  
Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadros 15 Y 16: Índice Herfindahl Hirschman para Argentina**

**Cuadro 15**

Año	HHI/Argentina: concentración por operadores
1993	1883.47
1994	2148.15
1995	2240.03
1996	2170.97
1997	2055.76
1998	2001.39
1999	2017.82
2000	1700.54
2001	2145.20
2002	2459.31
2003	2491.35

**Cuadro 16**

Año	HHI/Argentina: concentración por provincias
1993	2138.30
1994	2415.46
1995	2456.18
1996	2392.39
1997	2400.23
1998	2356.62
1999	2317.29
2000	2263.42
2001	2195.19
2002	2118.14
2003	2091.04

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

**Cuadro 17: Índice Herfindahl Hirschman para las provincias productoras de petróleo.**

Provincia	HHI 1993	HHI 1994	HHI 1995	HHI 1996	HHI 1997
Chubut	2698.33	2699.31	2409.08	2355.92	2256.41
Formosa	9544.33	9685.19	9565.81	8820.75	8984.13
Jujuy	10000	10000	10000	10000	10000
La Pampa	9462.03	9538.56	9121	8941.1	7347.67
Mendoza	2417.45	2594.33	3419.95	2719.06	3589.38
Neuquén	3706.76	3820.46	3607.41	3378.64	3399.1
Río Negro	2627.05	2670.19	2768.76	2657.97	3290.89
Salta	4204.48	3965.92	4311.49	4298.76	3817.51
Santa Cruz	2551.66	2810.83	2885.79	3385.17	3282.42
Tierra del Fuego	6359.01	6122.62	5745.76	5263.41	5427.25

Provincia	HHI 1998	HHI 1999	HHI 2000	HHI 2001	HHI 2002
Chubut	2199.72	2218.32	2196.23	2426.06	2727.53
Formosa	9158.72	10000	10000	10000	9621.11
Jujuy	10000	10000	10000	10000	10000
La Pampa	7703.81	8490.3	4618.51	8668.89	9122.83
Mendoza	3746.17	3935.69	5877.28	5323.94	8214.95
Neuquén	3654.59	3841.1	3349.54	3011.72	2916.71
Río Negro	2753.96	2538.7	2443.04	2159.29	2200.86
Salta	4228.38	4555.17	4465.92	3946.24	3395.72
Santa Cruz	2738.94	2718.03	2920.38	3008.32	3512.85
Tierra del Fuego	5297.26	7569.23	7348.97	7199.96	6300.79

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía. Para los cuadros 15, 16 y 17, dado que los HHI fueron calculados en base a las participaciones en la producción que se exponen en el cuadro 3, debe tenerse en cuenta la misma advertencia realizada para el este último cuadro.

**Cuadro 18: Precios de las exportaciones en U\$S / m<sup>3</sup> y participación porcentual de los diferentes países de destino en el total de exportaciones.**

Países/Años	1994		1995		1996		1997		1998	
	part. %	precio								
Aruba	-	-	-	-	0.11	143	-	-	-	-
Australia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bahamas	-	-	2.89	98	2.32	133	-	-	-	-
Barbados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	35.89	85	34.76	101	40.74	125	35.64	113	24.71	74
Canada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	32.4	91	34.83	96	26.95	117	29.29	119	33.38	78
China	-	-	-	-	-	-	2.39	99	4.31	73
Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Salvador	-	-	-	-	-	-	0.04	124	-	-
España	-	-	1.83	102	-	-	-	-	-	-
EEUU	27.73	78	17.7	96	25.84	124	27.51	108	23.67	64
Francia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gran Bretaña	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Islas Vírgenes	-	-	1.21	100	-	-	-	-	-	-
Italia	2.31	98	-	-	-	-	-	-	-	-
Korea del Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nicaragua	-	-	-	-	0.16	118	0.37	123	-	-
No identificado	-	-	-	-	0.03	143	2.58	107	11.81	69
Nueva Zelanda	-	-	-	-	-	-	0.11	148	0.41	81
Paraguay	1.66	83	0.98	105	0.84	130	0.71	124	0.7	34
Peru	-	-	-	-	0.34	102	0.11	119	0.02	54
Puerto Rico	-	-	-	-	0.42	126	-	-	-	-
Taiwan	-	-	-	-	0.19	116	0.47	109	-	-
Uruguay	-	-	5.6	95	2.06	128	0.78	106	0.99	81
Varios	-	-	-	-	-	-	0.03	145	-	-
Total	100	86	100	99	100	123	100	113	100	73

Países/Años	1999		2000		2001		2002	
	part. %	precio						
Aruba	-	-	0.30	138	0.3	89	0.18	115
Australia	-	-	0.48	170	-	-	-	-
Bahamas	-	-	-	-	-	-	-	-
Barbados	-	-	-	-	-	-	0.4	169
Brasil	23.78	104	31.4	173	16.12	150	9.83	145
Canada	0.33	85	-	-	-	-	0.67	139
Chile	41.91	99	44.38	164	52.1	145	53.15	147
China	-	-	-	-	0.7	155	-	-
Colombia	-	-	-	-	0.78	118	0.5	91
El Salvador	-	-	-	-	-	-	-	-
España	0.8	118	-	-	0.84	118	2.63	86
EELU	30.01	100	18.86	185	20.68	126	18.83	139
Francia	-	-	0.86	155	-	-	-	-
Gran Bretaña	-	-	-	-	-	-	0.63	125
Islas Virgenes	-	-	-	-	-	-	-	-
Italia	-	-	-	-	-	-	-	-
Korea del Sur	-	-	-	-	4.61	125	2.66	126
Nicaragua	-	-	-	-	-	-	-	-
No identificado	-	-	0.64	159	0.49	130	4.14	125
Nueva Zelanda	2.05	88	1.44	177	-	-	-	-
Paraguay	0.75	114	0.46	190	0.45	160	0.66	158
Peru	-	-	0.79	170	1.37	127	3.96	107
Puerto Rico	-	-	-	-	-	-	0.3	90
Taiwan	-	-	-	-	-	-	-	-
Uruguay	0.37	143	0.37	164	1.59	93	1.24	107
Varios	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	100	100	100	167	100	140	100	139

**Cuadro 19: Participación porcentual de los principales países de destino de las exportaciones en el total.**

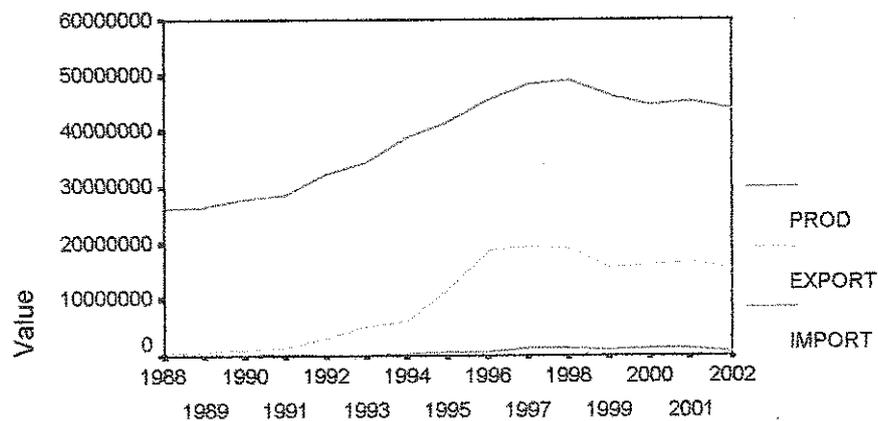
Años/Países	Brasil y Chile	Brasil, Chile, EEUU	Países limítrofes
1994	68.29	96.02	69.95
1995	69.59	87.29	76.37
1996	67.69	93.53	70.59
1997	64.93	92.44	66.4
1998	58.09	81.76	59.78
1999	65.69	95.7	66.81
2000	75.78	94.64	76.63
2001	68.22	88.9	70.26
2002	62.98	81.81	64.9
Promedio	66.81	90.23	69.08

Los cuadros 18 y 19 fueron elaborados por la autora en base a datos de la Secretaría de Energía. En las columnas de precios del cuadro 18, la fila "Total" corresponde al cociente que surge de dividir el valor en dólares del total de exportaciones del país en cada año, por el volumen total anual de exportaciones en m<sup>3</sup>, es decir que está mostrando el precio promedio anual del total de exportaciones.

**Gráfico 1**

## PRODUCCIÓN, EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

En metros cúbicos



YEAR, not periodic

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 2

## RESERVAS COMPROBADAS

En miles de metros cúbicos

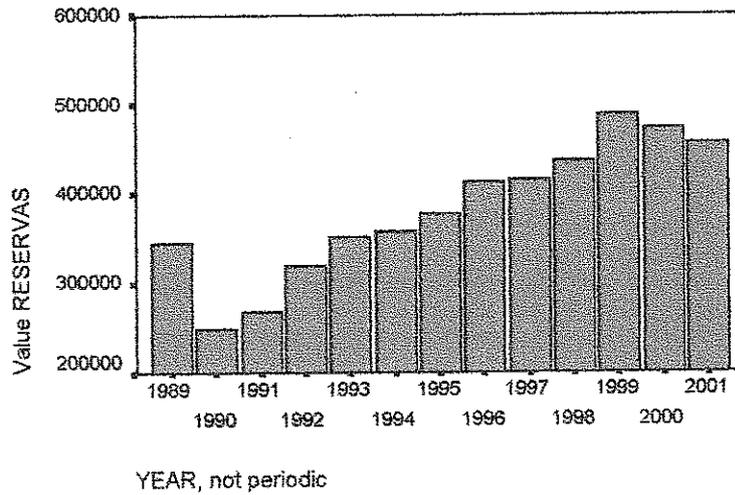
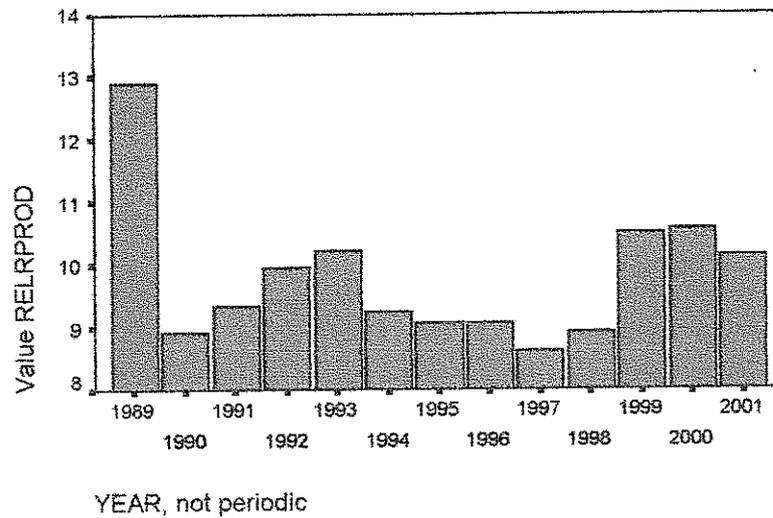


Gráfico 3

## RELACIÓN RESERVAS-PRODUCCIÓN

En proporción



Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 4

### OFERTA INTERNA Y DEMANDA INTERNA

en tep: toneladas equivalentes de petróleo

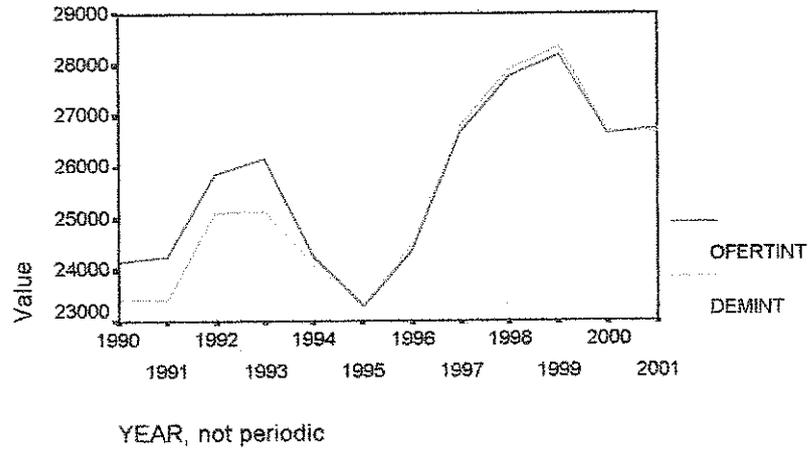
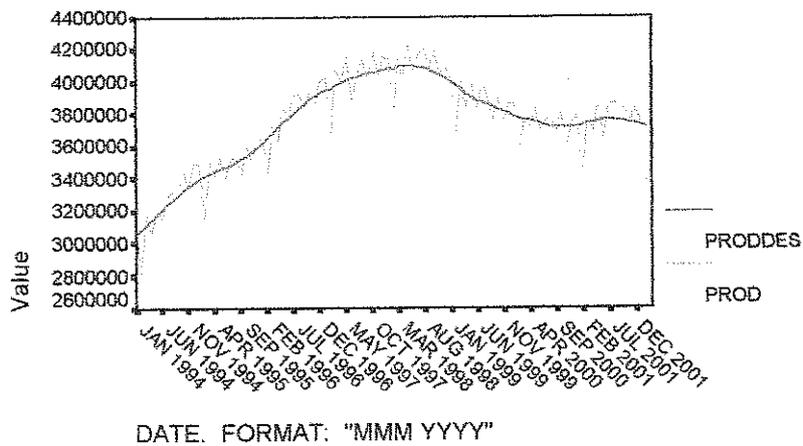


Gráfico 5

### PRODUCCIÓN MENSUAL: REAL Y DESESTACIONALIZADA

En metros cúbicos. Enero 1994-Dic 2001

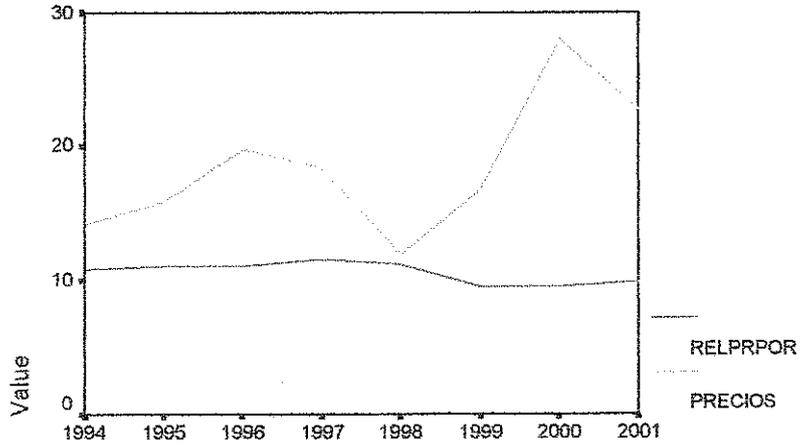


Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 6

### RELAC. PROD-RES. Y PRECIOS

En porcentajes y \$ por barril

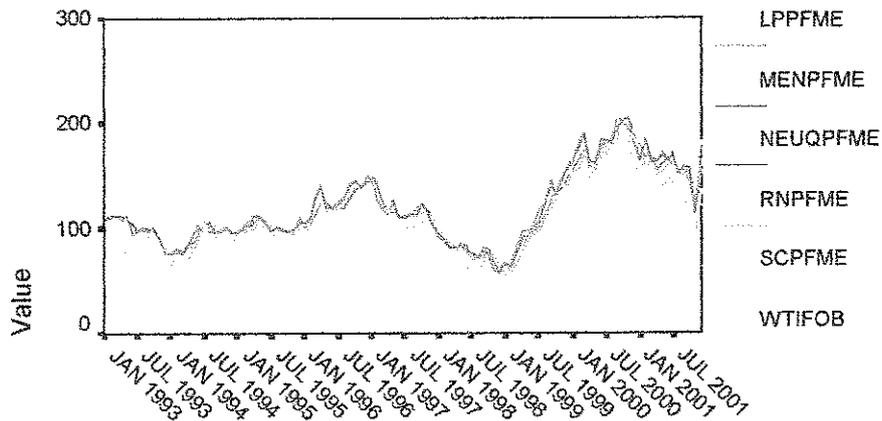


YEAR, not periodic

Gráfico 7

### PRECIOS DEL WTI Y PROVINCIALES DE FACT. PARA EL MERCADO EXTERNO.

Ene 93 - Dic 01. Fob, en \$ por metros cúbicos.



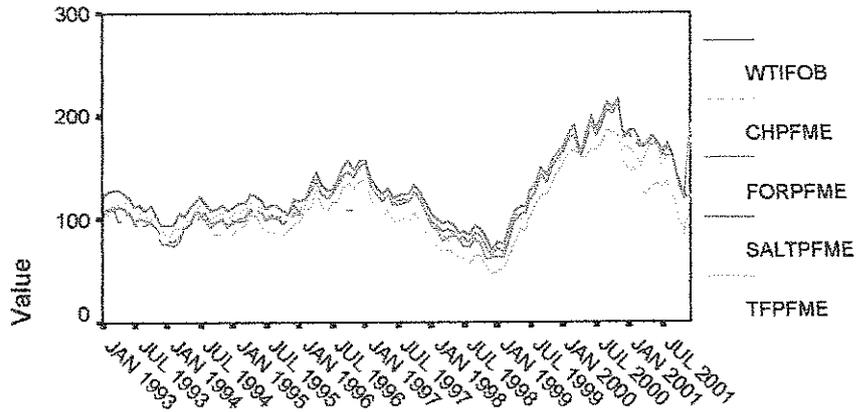
DATE. FORMAT: "MMM YYYY"

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 8

### PRECIOS DEL WTI Y PROVINCIALES DE FACT. PARA EL MERCADO EXTERNO.

Ene 93 - Dic 01. Fob, en \$ por metros cúbicos.

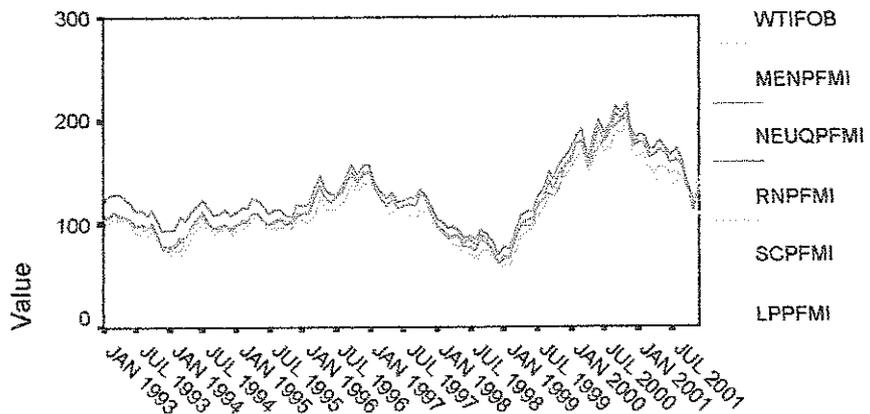


DATE. FORMAT: "MMM YYYY"

Gráfico 9

### PRECIOS DEL WTI Y PROVINCIALES DE FACT. PARA EL MERCADO INTERNO.

Ene 93 - Dic 01. En \$ por metros cúbicos.



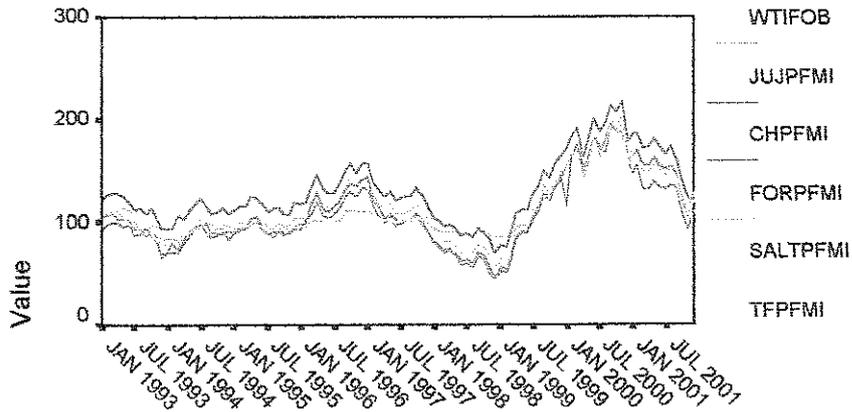
DATE. FORMAT: "MMM YYYY"

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 10

### PRECIOS DEL WTI Y PROVINCIALES DE FACT. PARA EL MERCADO INTERNO.

Ene 93 - Dic 01. En \$ por metros cúbicos.

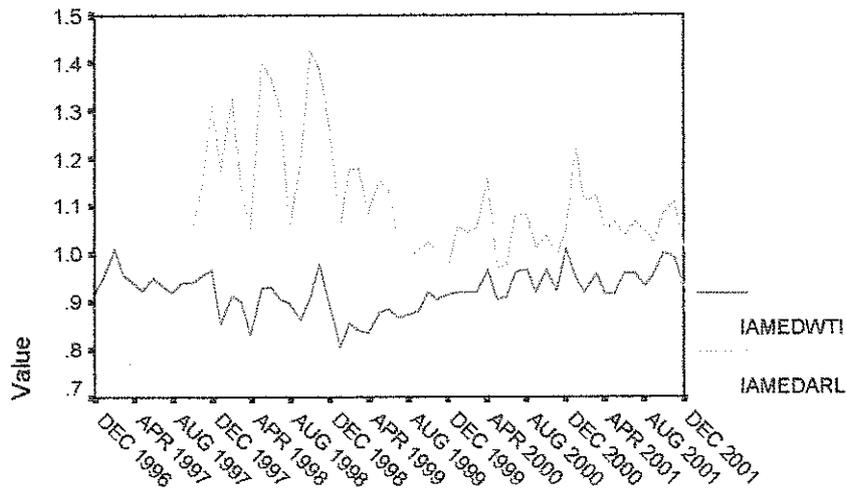


DATE. FORMAT: "MMM YYYY"

Gráfico 11

### ÍNDICE DE ALINEAMIENTO

Medanito/WTI y Medanito/Arabian Light - U\$S/barril



DATE. FORMAT: "MMM YYYY"

Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía.

Gráfico 12

### PARIDADES DE EXPORT. E IMPORT. Y PRECIOS INT. DE FACT., 1993 - 2001

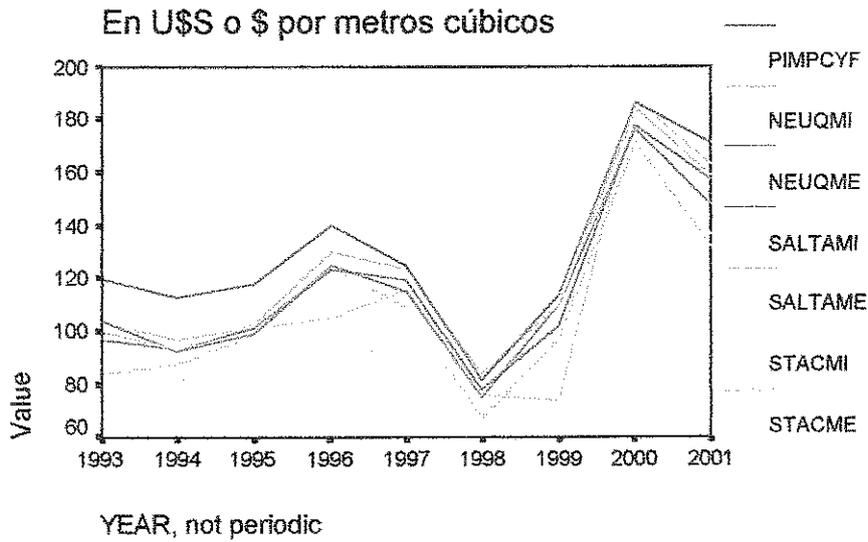
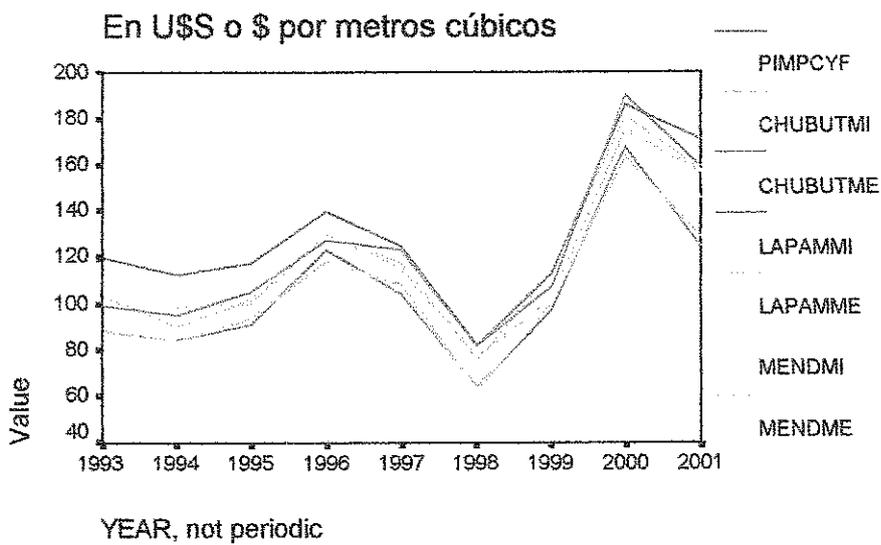


Gráfico 13

### PARIDADES DE EXPORT. E IMPORT. Y PRECIOS INT. DE FACT., 1993 - 2001



Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía y del IAE.

## Referencias

### Gráficos 7 y 8:

WTIFOB: precio fob del mercado de referencia WTI.  
CHPFME: precio de facturación del mercado externo de Chubut.  
FORPFME: precio de facturación del mercado externo de Formosa.  
LPPFME: precio de facturación del mercado externo de La Pampa.  
MENPFME: precio de facturación del mercado externo de Mendoza.  
NEUQPFME: precio de facturación del mercado externo de Neuquén.  
RNPFME: precio de facturación del mercado externo de Río Negro.  
SALTPFME: precio de facturación del mercado externo de Salta.  
SCPFME: precio de facturación del mercado externo de Santa Cruz.  
TFPFME: precio de facturación del mercado externo de Tierra del Fuego.

### Gráficos 9 y 10:

WTIFOB: precio fob del mercado de referencia WTI.  
CHPFMI: precio de facturación del mercado interno de Chubut.  
FORPFMI: precio de facturación del mercado interno de Formosa.  
JUJPFMI: precio de facturación del mercado interno de Jujuy.  
LPPFMI: precio de facturación del mercado interno de La Pampa.  
MENPFMI: precio de facturación del mercado interno de Mendoza.  
NEUQPFMI: precio de facturación del mercado interno de Neuquén.  
RNPFMI: precio de facturación del mercado interno de Río Negro.  
SALTPFMI: precio de facturación del mercado interno de Salta.  
SCPFMI: precio de facturación del mercado interno de Santa Cruz.  
TFPFMI: precio de facturación del mercado interno de Tierra del Fuego.

### Gráfico 11:

IAMEDWTI: índice de alineamiento Medanito/WTI.  
IAMEDARL: : índice de alineamiento Medanito/Arabian Light.

### Gráficos 12 y 13:

PIMPCYF: precio cyf promedio anual de las importaciones.  
CHUBUTMI: precio promedio anual de facturación de Chubut para el mercado interno.  
CHUBUTME: precio promedio anual de facturación de Chubut para el mercado externo.  
LAPAMMI: precio promedio anual de facturación de La Pampa para el mercado interno.  
LAPAMME: precio promedio anual de facturación de La Pampa para el mercado externo.  
MENDMI: precio promedio anual de facturación de Mendoza para el mercado interno.  
MENDME: precio promedio anual de facturación de Mendoza para el mercado externo.  
NEUQMI: precio promedio anual de facturación de Neuquén para el mercado interno.  
NEUQME: precio promedio anual de facturación de Neuquén para el mercado externo.  
SALTAMI: precio promedio anual de facturación de Salta para el mercado interno.  
SALTAME: precio promedio anual de facturación de Salta para el mercado externo.  
STACMI: precio promedio anual de facturación de Santa Cruz para el mercado interno.  
STACME: precio promedio anual de facturación de Santa Cruz para el mercado externo.