

**DETERMINANTES DE LA INVERSIÓN
EN EL SECTOR PETRÓLEO Y GAS DE
LA ARGENTINA**

Nicolás Gadano

LC/L.1154
Octubre de 1998

Este trabajo fue preparado por el señor Nicolás Gadano, consultor del Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
II. EL SECTOR HIDROCARBURIFERO ARGENTINO ANTES DE LA REFORMA	9
1. Antecedentes Históricos.....	9
2. La segunda mitad de los años ochenta: crisis y reforma	12
III. LA REFORMA ESTRUCTURAL: 1989-1993	15
1 El contexto macroeconómico.....	15
2. Las reformas en el sector petrolero.....	16
2.1 <i>La venta de áreas secundarias y áreas centrales</i>	17
2.2 <i>La reconversión de contratos</i>	18
2.3 <i>El nuevo esquema exploratorio</i>	21
3. La desregulación sectorial.....	21
4. La privatización de las empresas estatales.....	23
4.1. <i>La privatización de Gas del Estado y el nuevo esquema para el transporte y distribución de gas</i>	23
4.2 <i>La privatización de YPF</i>	25
IV. EL DESEMPEÑO SECTORIAL POSTERIOR A LA REFORMA	29
1. La evolución de la producción.....	29
2. La evolución del mercado interno de combustibles.....	31
3. La inversión	32
3.1 <i>La inversión en exploración y desarrollo, y la evolución de las reservas</i>	32
3.2 <i>Las inversiones en refinación y su impacto sobre el comercio exterior</i>	34
3.3 <i>Las inversiones en transporte de crudo y productos, almacenamiento y la red de estaciones</i>	35
4. Los precios.....	36
4.1 <i>Los precios del petróleo crudo</i>	36
4.2 <i>Los derivados</i>	36
4.3 <i>El gas natural</i>	37
5. La evolución de los costos	38
6. El acceso a los mercados de capitales.....	39
7. Transporte y Distribución de Gas.....	40
7.1 <i>El consumo de gas natural</i>	41
7.2 <i>Tarifas</i>	42
7.3 <i>Los proyectos de exportación de gas natural</i>	44

V. EL ESCENARIO POST-REFORMAS: ASPECTOS MICROSECTORIALES	47
1. La integración vertical: gas / electricidad; gas /petroquímica.....	47
1.1 <i>Los proyectos petroquímicos</i>	47
1.2 <i>La generación eléctrica</i>	48
2. Los conflictos entre las refinadoras y las estaciones de servicio.....	50
3. La nueva Ley de Hidrocarburos y los cambios en el esquema exploratorio.....	51
4. Las distorsiones impositivas.....	52
5. El rol de los organismos reguladores	53
5.1 <i>El Enargas</i>	53
5.2 <i>La Secretaría de Energía y las exportaciones de gas</i>	54
5.3 <i>La Comisión de Defensa de la Competencia</i>	55
6. Integración Regional.....	55
VI. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS	59
1. Las estrategias empresarias.....	59
2. Perspectivas	61
Notas	62
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXO ESTADISTICO	71
Argentina: Produccion e Importacion de Petróleo	73
Argentina: Reservas de Hidrocarburos	74
Argentina: Exportaciones de Petroleo y Derivados.....	74
Argentina: Pozos Terminados	74
YPF S.A. Gastos de Capital	75
Argentina: Inversion Directa Proyectada	75
YPF S.A. Evolución de los Costos	75
Argentina: Demanda de Gas Natural por Sector	76
Argentina: Ventas de Combustibles.....	76
Argentina: Sector Gas y Petroleo. Obligaciones Negociables Autorizadas.....	77

RESUMEN

A comienzos de la década de los 90's, el sector petrolero argentino sufrió una profunda transformación, en el marco del proceso de reforma económica que experimentó a nivel global la economía argentina. La desregulación y privatización de la industria petrolera pusieron fin a un período prolongado de gestión estatal en la industria energética, directamente a través de las empresas públicas, e indirectamente a través de controles en las decisiones de precios, producción, comercio exterior, etc.

En 1992 fue privatizada Gas del Estado (dividida en 2 empresas de transporte y 8 distribuidoras regionales de gas natural), y un año después YPF, hasta entonces monopolio en la exploración y producción de hidrocarburos. Acompañando a la privatización de las empresas públicas, en la industria petrolera las decisiones de precios, producción, exploración y comercio exterior quedaron desreguladas. En el caso del gas natural, el esquema implementado asume libre competencia en la producción, pero regula las tarifas de los segmentos de transporte y distribución.

Los resultados de la reforma fueron positivos. Los indicadores de reservas, producción, costos, refinación y comercio exterior muestran una sensible mejora, tanto en petróleo como en gas natural. Las inversiones han sido realizadas tanto por compañías domésticas como por empresas internacionales, incluyendo a algunas de las *majors* de la industria petrolera mundial. En el caso del gas natural, la abundancia relativa de reservas de la Argentina en relación a los países vecinos (principalmente Chile y Brasil) ha motivado el surgimiento de varios proyectos de exportación, que están requiriendo fuertes inversiones en infraestructura.

Más allá de los resultados obtenidos, hacia el futuro existen importantes desafíos. En el upstream, será necesario encontrar nuevos incentivos que permitan profundizar las inversiones en exploración, necesarias para mantener un razonable horizonte de reservas. La puesta en práctica de la nueva Ley de Hidrocarburos es una buena oportunidad en este sentido, ya que otorgará mayor flexibilidad en los esquemas tributarios de las concesiones privadas. En el downstream, la desregulación implementada no se traduce aún en niveles plenos de competencia, con el consiguiente perjuicio para los consumidores. Es de esperar que la consolidación de nuevos competidores, la regularización de las importaciones y el propio aprendizaje de los consumidores conduzcan a una mayor competencia en la comercialización de combustibles.

I. INTRODUCCIÓN

La desregulación y privatización de la industria petrolera, que comienza a principios de la década de los 90's, en el marco del proceso de reforma económica de la argentina, está generando una profunda transformación de su estructura sectorial. El objetivo del presente trabajo es analizar las condiciones anteriores a la privatización y el impacto de la reforma en el desempeño del sector, centrandó el estudio en la evolución de las inversiones y en la identificación de los nuevos comportamientos microeconómicos.

En la segunda sección se realiza una breve descripción del desarrollo histórico del sector, poniendo el acento en la evolución del marco regulatorio y su influencia en el desempeño sectorial. Se describe esquemáticamente la situación previa a la reforma (fines de los ochenta), ya que la aguda crisis que exhibía el sector energético bajo el esquema regulado y de propiedad estatal es sin dudas un factor importante para explicar las características de la reforma posterior y su impacto en la actividad y las inversiones en el sector.

La tercera sección se concentra en el análisis de la reforma sectorial. Como introducción se realiza una breve descripción del entorno macroeconómico. La inestabilidad macro (déficit fiscal, hiperinflación, fuga de capitales, recesión) condicionó severamente las características y el "timing" de las reformas. A continuación se describe el proceso de reforma, poniendo el acento en los instrumentos utilizados. Se describen también las modificaciones en el esquema exploratorio, factor determinante a la hora de explicar los niveles de inversión en la búsqueda de nuevas reservas. La sección concluye con una descripción de las dos privatizaciones importantes del sector: la de YPF y la de Gas del Estado.

La cuarta sección se refiere al resultado de las reformas. Se analizan la evolución de la producción de petróleo, las inversiones, el comercio exterior, la demanda doméstica de derivados. Se analiza también la evolución de los precios, tanto en los mercados libres como en los regulados (transporte y distribución de gas). También discutiremos en esta sección la mejora sustancial en las posibilidades de financiamiento de las empresas, a partir de la normalización de las relaciones financieras de la Argentina con los mercados internacionales de capitales, en un marco de exceso de liquidez mundial. En los últimos años, sin embargo, el llamado "riesgo país" se ha convertido en un obstáculo para que las firmas puedan mejorar aún más sus condiciones de financiamiento.

En la quinta sección se analizan algunos aspectos microsectoriales que han cobrado relevancia en los últimos años a partir de las reformas. Son investigados problemas de integración vertical, conflictos entre las refinadoras y las estaciones de servicio, el tratamiento de una nueva

Ley de Hidrocarburos y los cambios en el esquema exploratorio, el impacto de las distorsiones impositivas, el rol de los organismos reguladores y el proceso de integración regional. Esta lista variada de temas tiene como denominador común el hecho de ser los procesos, cuya evolución influye de manera significativa en las decisiones de inversión en el sector.

Finalmente reservamos la última sección para las conclusiones y perspectivas. El objetivo es realizar un balance general de cómo ha influido la reforma sectorial en el proceso de inversiones en el sector, analizando los impactos no sólo para los participantes directos (empresas, empleados, consumidores), sino también para la economía en su conjunto. Esta sección también incluye un análisis de las perspectivas sectoriales, intentando delinear cuál será el perfil que adoptará el sector en los próximos años a partir del marco regulatorio existente y de las tendencias registradas hasta ahora.

II. EL SECTOR HIDROCARBURIFERO ARGENTINO ANTES DE LA REFORMA

1. Antecedentes Históricos

El origen de la industria petrolera argentina se remonta a diciembre de 1907, cuando un grupo de empleados públicos nacionales que buscaban agua en Comodoro Rivadavia descubrieron accidentalmente petróleo. A partir de ese momento, los interrogantes en torno a la propiedad del petróleo y a quién debía explotarlo dominaron a la organización del sector.

Si bien el dominio público sobre el subsuelo nunca se modificó, la Argentina no pudo encontrar respuestas claras y estables a estos dos interrogantes. El marco regulatorio de la industria petrolera argentina exhibió entonces una gran inestabilidad, con recurrentes ciclos en los que reformas importantes en el marco regulatorio eran luego revertidas tras un cambio de gobierno. El petróleo no fue ni un sector liberado a la actividad privada ni tampoco un sector en el que se impulsó de manera consistente y sostenida la explotación estatal. A lo largo del siglo el sector privado participó de diversas formas en la industria (tanto en el *upstream* como en el *downstream*), pero siempre bajo la amenaza de un cambio abrupto en las reglas del juego.

Hasta mediados de la década del '30, las empresas privadas tuvieron una participación importante en la producción petrolera argentina, a través de un liberal esquema de concesiones mineras vigente desde fines del siglo XIX.¹ Entre 1920 y 1937 los privados explicaban el 49% de la producción de petróleo, siendo el 51% restante producido por la estatal YPF, fundada en 1922. Además, las empresas privadas (en su mayoría subsidiarias de los grandes *trusts* petroleros) tenían una activa participación en la refinación, importación y comercialización de combustibles.

Los conflictos entre los productores privados, las provincias, y el Estado eran permanentes (entre otros casos, se destaca la disputa entre la Standard Oil y YPF en la provincia de Salta, en el norte argentino). Existía además una constante presión política, sustentada principalmente por el Partido Radical de Hipólito Yrigoyen (gobernante entre 1916-1930) para nacionalizar y estatizar completamente la producción de petróleo.²

En el marco de una tendencia general de mayor regulación y presencia estatal en la economía argentina, hacia fines de la década del '30 se suspendió la entrega de nuevas concesiones y se establecieron controles sobre los precios y el comercio exterior de derivados. Como parte de la reforma constitucional peronista, a fines de la década del '40 se nacionalizaron los yacimientos, otorgándose el monopolio de explotación a la empresa YPF.³

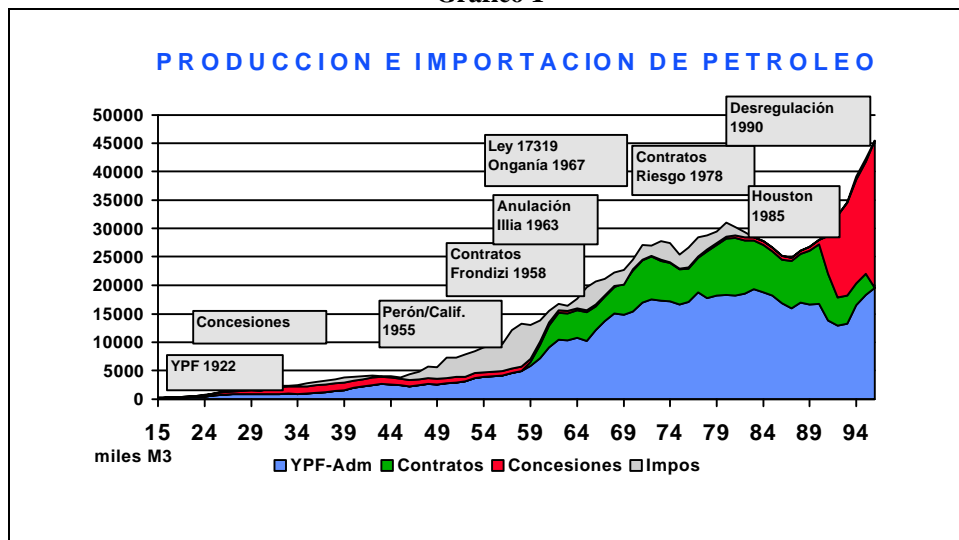
La empresa estatal, sin embargo, no tenía capacidad técnica y financiera para desarrollar con éxito la explotación petrolera en un país geológicamente poco favorable, y con un escenario internacional en el que las dificultades de postguerra hacían difícil la obtención de equipos. Con la producción doméstica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

Es así que sobre el final de su mandato un pragmático Perón, hasta ese momento un defensor del nacionalismo petrolero, firmó un acuerdo con una subsidiaria de la Standard Oil de California para desarrollar y explotar una extensa área petrolera en el sur argentino. El contrato fue objeto de severas críticas centradas fundamentalmente en consideraciones de soberanía nacional, y quedó suspendido al caer el gobierno de Perón en septiembre de 1955.⁴

Algo similar ocurrió pocos años después con el Gobierno de Arturo Frondizi. Otrora un firme crítico de cualquier intervención privada en el sector petrolero (de hecho había sido uno de los principales oponentes al contrato de Perón con la Standard Oil), Frondizi asumió la presidencia en 1958 y puso en práctica un agresivo programa de incorporación de capitales privados en el sector petrolero, a través de la figura de contratos de explotación y contratos de perforación, manteniendo para YPF el dominio de los yacimientos y del petróleo producido.⁵

Los resultados fueron contundentes: entre 1958 y 1962 la producción creció al 30% anual, las reservas se incrementaron un 50% y en diciembre de 1962 se llegó al deseado objetivo del autoabastecimiento. Pese a estos números, la política petrolera de Frondizi soportó fuertes críticas, que probablemente contribuyeron a que su mandato sea interrumpido por un nuevo golpe militar en 1962. Los detractores sostenían que los contratos eran concesiones encubiertas, que afectaban a la soberanía nacional, que se habían realizado violando normas de procedimientos y que implicaban perjuicios para el Estado.⁶

Gráfico 1



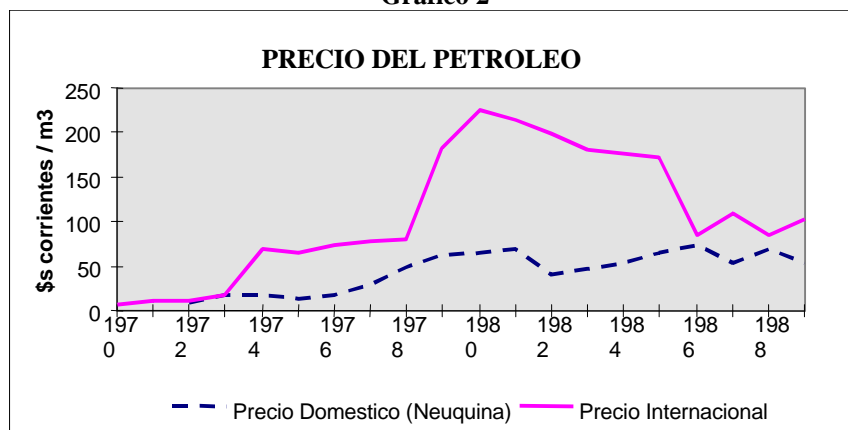
En 1963 un nuevo presidente constitucional anuló por Decreto los contratos petroleros de Frondizi, argumentando que no eran convenientes a los intereses del país. Sólo 3 años después, tras un nuevo golpe militar, el Gobierno cambió nuevamente de posición. Algunos contratistas que aun estaban discutiendo las condiciones de la anulación dispuesta por el Gobierno anterior renegociaron las condiciones y continuaron produciendo.⁷

En 1967 se votó una nueva Ley de Hidrocarburos que si bien mantenía la explotación estatal a través de YPF, también permitía la existencia tanto de contratos como de concesiones con el sector privado. Sin embargo la actividad privada continuó siendo limitada, focalizada en unos pocos contratos de producción entre YPF y empresas domésticas y extranjeras.⁸

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

El golpe militar de 1976 marca un nuevo cambio en la orientación de la política petrolera argentina. Se fomentó la incorporación de capitales privados, a través de los viejos contratos de explotación, y también con nuevos contratos en los que las empresas privadas asumían el riesgo exploratorio. Los precios petroleros en Argentina estaban completamente dissociados de los precios internacionales. Es probablemente por ello que la retribución que YPF abonaba a los contratistas privados contaba con mecanismos de indexación de acuerdo a los índices de precios locales. Como el gobierno recurría al control de los precios locales del petróleo y los derivados como herramienta de la política antiinflacionaria, YPF se encontró comprando el crudo a los contratistas a precios superiores a los que obtenía por la venta del mismo crudo a los refinadores privados. El impacto negativo de esta política sobre los flujos de fondos de la empresa estatal fue en los primeros años compensado con un creciente endeudamiento externo, en el contexto de abundancia de liquidez que caracterizó al mercado internacional de capitales de fines de los 70's.

Gráfico 2



La deuda en moneda extranjera de YPF pasó de US\$ 640 MM a US\$ 4646 MM entre 1976 y 1982, año en el que la crisis financiera a nivel regional puso un fin obligado a este proceso, dejando a YPF en una situación sumamente frágil y con escasas posibilidades de inversión.

Las fuertes devaluaciones del peso durante 1982 provocaron una importante caída de los precios en dólares, por lo que las empresas contratistas presionaron para una renegociación de los contratos que fue iniciada por el gobierno militar y culminada por el nuevo gobierno constitucional de Raúl Alfonsín en 1983/84. En el marco de una economía con tasas de inflación superiores al 100% anual, los mecanismos de indexación constituían una variable fundamental de los contratos de indexación. La renegociación piloteada por el gobierno militar había dispuesto ajustes en función del tipo de cambio y los precios internacionales del crudo, pero el nuevo gobierno modificó el esquema, estableciendo un esquema basado en la inflación doméstica y en los costos salariales de los contratistas.

2. La segunda mitad de los años ochenta: crisis y reforma

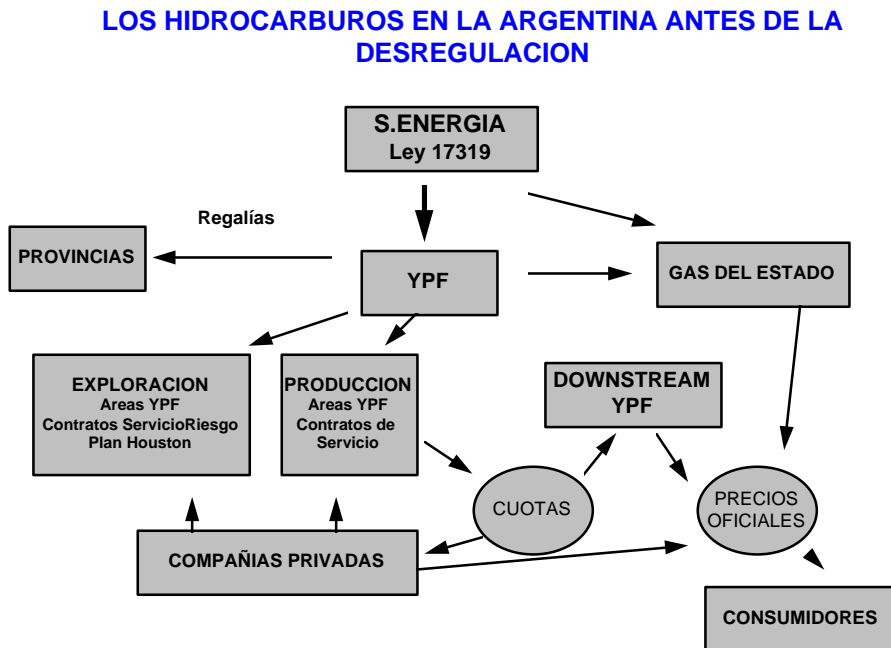
Durante la década del '80 ni YPF ni la economía argentina en su conjunto pudieron recuperarse plenamente de la crisis de la deuda. En las empresas estatales la crónica insuficiencia de recursos en el sector público impedía realizar las inversiones necesarias ya no para incrementar la capacidad instalada, sino para mantener en buen estado a los activos existentes. Adicionalmente, el desorden administrativo de la Administración Pública permitía que los clientes estatales de YPF (otras empresas, usinas eléctricas, fuerzas armadas, ferrocarriles, etc.) dejen de pagar sus consumos, lo que obviamente derivaba en un agravamiento de la situación financiera. En el caso de los contratos de YPF con productores privados, pese a la renegociación los esquemas de indexación y el retraso en los precios del petróleo fijados por el Estado produjeron nuevamente pérdidas significativas a YPF.⁹

En 1985 el Gobierno de Alfonsín intentó revertir el deterioro de las reservas de hidrocarburos a través de lo que se conoció como Plan Houston, un nuevo intento de incorporación de capitales privados en la exploración que no tuvo mayor impacto.¹⁰ En 5 rondas de licitaciones realizadas entre 1985 y 1990, se concursaron 165 áreas, se adjudicaron 77, y se firmaron 61 contratos, con inversiones pautadas por US\$ 951 MM de las cuales llegaron a concretarse US\$ 231.6 MM.¹¹ Entre 1983 y 1987 la producción de petróleo cayó un 13%, y un 8% las reservas. En este marco, en 1987 se mejoró la remuneración que YPF recibía por el crudo y se intentó dar un nuevo impulso a la explotación de los contratistas de YPF, fijándoles una remuneración equivalente al 80% del precio internacional para la producción incremental que pudieran obtener de los yacimientos.¹² La producción de crudo de los contratistas creció un 13% entre 1987 y 1989, permitiendo una recuperación del 7% en el total producido en el país.

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

El esquema adjunto resume cómo funcionaba el sector energético antes de la reforma. Bajo la órbita de la Secretaría de Energía, y con el marco jurídico de la Ley 17319 de 1967, la producción de hidrocarburos se concentraba en la estatal YPF, que abonaba el 12% de regalías a las provincias donde se localizaban los yacimientos.¹³ YPF mantenía el dominio de todo el crudo producido, pero mantenía contratos con empresas privadas tanto para exploración como para explotación.

Diagrama 1

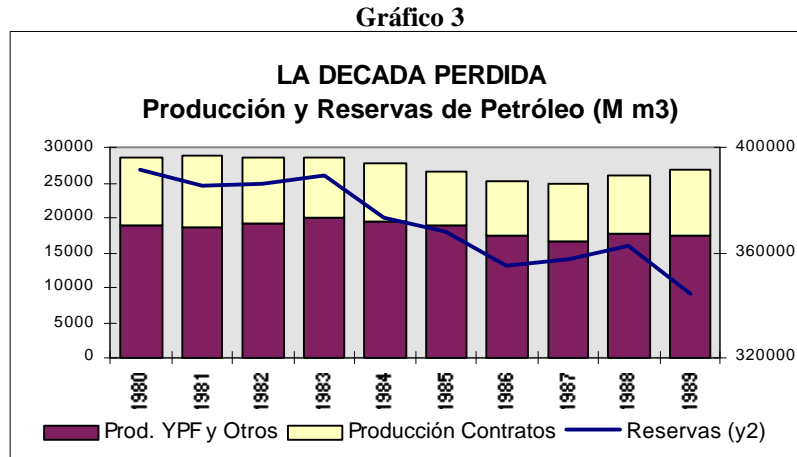


El petróleo producido era manejado por las autoridades a través de la conocida “mesa de crudos”, que lo distribuía entre YPF y los refinadores privados. Las refinерías contaban con redes de estaciones de servicio (cuya instalación estaba regulada por la Secretaría de Energía) que comercializaban los productos a los consumidores. La producción de gas era transferida a otra empresa estatal (Gas del Estado) que se ocupaba del transporte y la distribución en todo el país.

Todas las transacciones, incluyendo las ventas finales al público, se realizaban a precios fijados por el Estado, que en general se encontraban muy por debajo del precio de los hidrocarburos en los mercados internacionales. Esta divergencia obligaba al Estado Nacional a imponer subsidios e impuestos en las operaciones de comercio exterior, y a financiar los pagos de regalías a las provincias, que se calculaban en base a los precios internacionales.

Las estadísticas correspondientes al año 1988 revelan el fracaso de la política petrolera. En 1988 se produjeron 26.1 millones de m³ de petróleo, un 9.5% menos que en 1981. En el mismo período las reservas cayeron de 385 MM de m³ a 362 MM de m³. Las refinерías argentinas

procesaron 24.9 millones de m³, un 18% menos que en 1981. Las ventas en el mercado interno de naftas cayeron un 22%, mientras que las de gasoil/diesel crecieron un 7%.



En gas el panorama era un poco más alentador: el gas entregado a Gas del Estado creció de 8240 millones de m³ de 1981 a 17424 millones en 1988, gracias a la ampliación de la capacidad de transporte desde la cuenca neuquina.¹⁴ Las reservas, por su parte, crecieron de 648437 millones de m³ a 773016 millones de m³, con importantes aportes de la cuenca noroeste y de la austral.

Sobre el final del gobierno radical el entonces ministro de Obras y Servicios Públicos R. Terragno impulsó lo que se conoció como Petroplan, que preveía la conformación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE's) entre YPF y productores locales para explotar áreas de baja producción (secundarias), la asociación con grandes empresas en áreas centrales, y la desregulación de la industria. Estas ideas no llegaron a ponerse en práctica en el gobierno de Alfonsín, pero serían la base para las reformas petroleras de Menem.

III. LA REFORMA ESTRUCTURAL: 1989-1993

1 El contexto macroeconómico

A partir de febrero de 1989 la economía argentina ingresó en una dinámica hiperinflacionaria que precipitó en julio la sustitución del presidente Alfonsín por el peronista Carlos Menem, en el marco de tasas de inflación mensuales del 200%. Como muestra el Cuadro 1, los indicadores macroeconómicos no podían ser peores: caída del PBI, hiperinflación, mayor desempleo, caída del salario real, pérdida de reservas y una situación fiscal extremadamente débil, sin posibilidades de colocación de deuda voluntaria. A este complicado escenario económico se sumaba la escasa credibilidad del nuevo presidente, condicionado por su origen peronista (e incluso marginal dentro de ese partido). En este marco, Menem fue obligado a revertir su mala reputación con un audaz cambio de estrategia que se produjo inmediatamente luego de acceder a la presidencia.¹⁵

Cuadro 1
ARGENTINA: INDICADORES MACROECONÓMICOS BÁSICOS

	1988	1989
<i>Tasa Anual de Crecimiento</i>		
PBI	-2.0%	-7.0%
Precios al Consumidor	343.0%	3079.5%
Salario Real Industrial	-6.1%	-28.0%
<i>Como porcentaje del PBI</i>		
Ingresos Corrientes G.Nacional	20	18.5
Gastos Corrientes G.Nacional	22.7	21.4
Ahorro Empresas Públicas	-0.6	-1.2
Necesidades de Financiamiento	7.9	8
Desocupación (% de la PEA)	6.0	7.4
Variación de reservas (US\$ MM)	1785	-1800

Fuente: CEPAL (1989).

La estabilización macroeconómica y la construcción de señales favorables a los ojos de la comunidad internacional de negocios fueron objetivos fundamentales en los primeros años de la gestión Menem, a los que se subordinaron las reformas estructurales, incluyendo la de los hidrocarburos. Los “tiempos” de la estabilización macroeconómica, en general asociados a la necesidad urgente de obtener recursos fiscales y de enviar señales “tranquilizadoras” a los inversores internacionales, se impusieron varias veces sobre las necesidades de las reformas sectoriales, distorsionando su implementación.

2. Las reformas en el sector petrolero

La primer “oleada” de privatizaciones que registra la Argentina de la era Menem estuvo fuertemente condicionada por los objetivos macroeconómicos antes señalados: la necesidad de fondos y de mejorar la reputación del Gobierno. En este contexto se insertan las primeras reformas del sector petrolero, instrumentadas a través de tres decretos del segundo semestre de 1989. En síntesis, los decretos determinaron una importante transferencia de áreas de exploración y producción que estaban en cabeza de YPF al sector privado, junto con una serie de medidas dirigidas a garantizarle a los potenciales adquirentes “reglas de mercado” en esas áreas (libre disponibilidad del crudo producido, precios desregulados, eliminación de trabas al comercio exterior, libertad de entrada para la instalación de refinerías y estaciones de servicio). Como otras privatizaciones de la primera etapa (teléfonos, aerolíneas), el gobierno de Menem estructuró sus políticas sobre los primeros proyectos de privatización y desregulación elaborados por R.Terragno en la gestión anterior. En el caso del petróleo, los decretos guardaban cierta similitud con el Petroplan.¹⁶

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

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

A diferencia de lo que ocurría en otros países latinoamericanos productores de petróleo, en la Argentina la contracara del “subdesarrollo” de la empresa estatal fue la existencia de un sector privado importante, que creció en el marco de los contratos con YPF y en muchos casos nutriéndose de los recursos humanos formados en la empresa estatal.¹⁷ Esta característica facilitó una rápida privatización de la producción petrolera, ya que las empresas argentinas no sólo conocían la geología de las áreas, sino también las particularidades económicas y políticas del país.¹⁸

Posteriormente, entre 1991 y 1993 la empresa estatal YPF fue reestructurada (proceso que incluyó la venta de algunos activos, tanto del upstream como del downstream), y luego fue privatizada mediante la venta de la mayoría del paquete accionario en el mercado internacional. Gas del Estado, por su parte, fue desmembrada en 2 compañías transportistas (una en el norte y otra en el sur) y en 8 distribuidoras regionales de gas. Todas estas empresas fueron privatizadas en 1992.

2.1 *La venta de áreas secundarias y áreas centrales*

La primer transferencia de reservas al sector privado fue la licitación de áreas secundarias, iniciada en febrero de 1990. Estas áreas eran aquellas previamente abandonadas o con baja producción, que en virtud de los Decretos de 1989 YPF debió devolver a la Secretaría de Energía. Dado que no se trataba de grandes yacimientos, y que la situación macroeconómica doméstica (y en particular la del sector hidrocarburos) era aún inestable, la licitación no despertó un excesivo entusiasmo de parte de los potenciales adquirentes. Se realizó una precalificación técnica, y luego se analizaron las ofertas económicas.

La primera licitación se concretó en la segunda mitad de 1990, con 29 áreas en las que en muy pocos casos se consiguió más de un oferente y por las que se obtuvieron \$245 MM. Las licitaciones no atrajeron a empresas petroleras internacionales, sino que fueron cubiertas principalmente por las petroleras locales que hasta ese momento operaban como contratistas de YPF (Pérez Companc, Astra, Tecpetrol, Cadipsa).

La producción acumulada por las 29 áreas en el período 1991-1997 totaliza 12.8 MM de m³ de petróleo, apenas el 5.8% del total producido en Argentina. Con los datos disponibles del período, Gadano y Sturzenegger (1997) han estimado en 35% la Tasa Interna de Retorno de este conjunto de áreas, con estimaciones individuales de TIR por área que van desde -26% a 209%.¹⁹

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

La asociación con operadores privados en áreas centrales dispuesta por el Decreto 1055 comenzó a materializarse en mayo de 1990, cuando una delegación de autoridades y empresarios del sector petrolero argentino concurren a Houston a anunciar las licitaciones. En junio de 1990 se conoció el Concurso Público Internacional para definir la asociación de YPF en 4 áreas. Estas áreas produjeron 2.4 MM de m³ de petróleo en 1991, aproximadamente el 9% de la producción total del país.²⁰

El proceso establecía una primera etapa de precalificación técnica y financiera, una segunda de presentación de las propuestas de desarrollo de las áreas y finalmente la oferta económica. En agosto se concretaron las presentaciones para la precalificación técnica. Se presentaron 20 empresas, formando 23 consorcios. Algunas de las empresas (casi todas las argentinas y algunas extranjeras, como Total) tenían una importante experiencia previa en la industria petrolera argentina, inclusive en los yacimientos en los que se ofrecía la asociación. Esta condición las ponía en clara ventaja respecto de empresas que ingresan al mercado argentino.

La precalificación técnica, realizada por una Comisión oficial asistida por la entonces estatal YPF, dejó afuera a 7 de los 23 consorcios, incluyendo a varias empresas nacionales. Varias

de las empresas excluidas operaban razonablemente bien con YPF, incluso en áreas de envergadura semejante a las licitadas.²¹ Los 16 consorcios restantes quedaron comprometidos a presentar en los plazos previstos sus propuestas de desarrollo de los yacimientos y sus ofertas económicas, incluyendo el porcentaje de asociación con YPF.

En marzo de 1990 se abrieron los sobres con las propuestas de desarrollo de las áreas. En tres de las cuatro áreas hubo 3 consorcios interesados (aunque uno fue descalificado por lo insatisfactorio de su propuesta de desarrollo). En el área restante (Puesto Hernández), sólo se recibió una propuesta, por lo que el proceso fue declarado desierto y se llamó a una nueva licitación, que se realizó pocas semanas después con dos competidores. Transcurridos más de 6 años desde la licitación, Gadano y Sturzenegger (1997) estimaron retornos de entre 0% y 40% para las 4 áreas.

Cuadro 2
LICITACIÓN DE 50% DE LAS AREAS CENTRALES, A MARZO DE 1991
(miles de dólares)

Area	Precio Obtenido YPF	Consortio
Vizcacheras	97,976	Astra / Repsol
El Huemul	134,433	Total
El Tordillo	76,604	Tecpetrol / Santa Fe Energy
Puesto Hernandez*	260,829	Perez Companc / Occidental

(*) Adjudicada en la segunda licitación.

Finalmente, pocas semanas después se decidió ofrecer a los consorcios ganadores la opción de ampliar su participación, por un valor proporcionalmente no inferior al ya pagado por el 50% del área. En caso de que las asociadas no aceptaran la propuesta, se preveía una nueva licitación entre las firmas precalificadas en el comienzo de la venta de áreas centrales. Las 4 empresas aceptaron la propuesta, y se obtuvieron \$ 243.4 millones adicionales. Luego de las dos licitaciones, YPF retuvo sólo el 10% en el Vizcacheras, el 30% en El Huemul, el 40% en el Area Puesto Hernández y el 10% en El Tordillo. En conclusión, la venta de porcentajes de asociación en áreas centrales le reportó al Estado \$ 813 millones.

2.2 La reconversión de contratos

Además de la venta de áreas, los Decretos de 1989 incluían la obligación de reconvertir en concesiones de libre disponibilidad a todos los contratos de producción que unían a YPF con empresas privadas. Entre los contratos figuraban dos sobrevivientes de la era Frondizi (el de Amoco y el de Occidental), otros correspondían a los comienzos de la década del '70, y la mayor parte al gobierno militar iniciado en 1976. Los plazos de vencimiento de los contratos eran diversos, aunque una gran mayoría culminaba en 1999. Todos los contratos habían sufrido renegociaciones, concentradas principalmente en cómo se iban a remunerar los trabajos de los contratistas.

La producción de crudo por contratos involucraba a 12 empresas / consorcios y explicaba a mediados de 1990 al 35% de la producción total nacional. Los más importantes por su volumen eran los viejos contratos de Amoco en la Patagonia y Oxy en Mendoza, aunque el contratista más importante era, sumando todas sus áreas, la empresa argentina Pérez Companc.

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

- El objetivo al que se debían “...subordinar los resultados de las negociaciones...” era incrementar la oferta de libre disponibilidad de crudo.
- El cambio en los contratos no debía lesionar intereses ni de YPF ni de las empresas privadas.
- Los contratistas podían optar por pasar a concesiones de explotación o a asociaciones, en el marco de la Ley 17319.
- La Comisión formada debía calcular los créditos y/o débitos resultantes para YPF como consecuencia de diferencias entre los precios internacionales y los precios de los contratos. Los saldos resultantes podrían pagarse al contado o con flujos de producción.
- Se fijaban además una serie de parámetros para la valorización:
 - 20% de tasa de descuento.
 - Para valuar el contrato existente se fijaba el precio de acuerdo a las fórmulas contractuales vigentes de enero de 1990, convertido a dólares por el tipo de cambio promedio del período julio88-diciembre89 ajustado por inflación.²²
 - Para valuar las reservas en libre mercado se decidió tomar el precio internacional promedio entre julio 1988 y diciembre de 1989, al que debía deducirse el pago de regalías y el uso de infraestructura de transporte.

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

En términos generales, se optó simplemente por definir los precios (el de contrato y el de libre mercado) y comparar: si el precio del contrato superaba al de mercado, el área se entregaba en su totalidad al contratista. Si era inferior, la diferencia entre ambos precios determinaba el porcentaje de asociación que le quedaba a YPF. Este “sencillo” mecanismo implicaba que eran irrelevantes los datos estimados de producción, reservas o tasa de descuento.²³ Para aprobar los acuerdos se decidió que las empresas debían renunciar a cualquier reclamo previo a YPF como condición para acceder a la reconversión.²⁴

Finalmente a mediados de enero de 1991 se publicaron los decretos de reconversión, pero sólo de 15 de los 24 contratos. Quedaron excluidos 9 contratos en los que no pudo llegarse a un acuerdo: uno de ellos porque su producción era “cautiva” de una refinería de YPF, que no

aceptaba las condiciones negociadas en relación al precio de venta; 4 en los que la empresa contratista se negaba a renunciar a los juicios que mantenía con el Estado, y 4 de una empresa que decidió exigir una reducción en la participación de YPF inicialmente acordada.

Cuadro 3
RECONVERSION DE CONTRATOS

Area	Producción de Petróleo en miles de m ³	Porcentaje de Asociación YPF
Al Norte de la Dorsal	254.9	0
Cañadón Amarillo	29.1	0
Koluel Kayke	265.5	0
Catriel Oeste	225.7	2.5
Piedras Coloradas	281.0	0
Pampa del Castillo	354.1	0
25 de mayo/Medanitos	715.9	2.5
Entre Lomas	450.2	8
Manantiales	264.5	0
Cañadon Seco	316.9	0
Rio Tunuyán	33.1	0
Lindero Atravesado	135.2	10
El Cordón	112.3	0
Piedra Clavada	581.2	0
Al sur de la Dorsal	78.3	0
Refugio Tupungato	111.2	10
Chañares Herrados	46.9	20
Centenario	214.7	2
Ramos (petróleo)	500.3	15
Cerro Dragón	2,429.7	26
La Ventana	1,282.8	15
Medianera	21.4	7
Anticlinal Campamento	16.4	0
Cerro Wenceslao	145.8	0
Rinconadas	3.3	20
TOTAL	8,870.5	11%

Fuente: Elaboración propia con datos IAP y Secretaría de Energía.

A principios de octubre se publicaron los Decretos pendientes. La empresa contratista que no quería ceder sus reclamos judiciales logró su objetivo, y la empresa que quería mejorar sus porcentajes logró reducir la participación de YPF de 10%/13% a 0%/2.5% en las 4 áreas en disputa.²⁵ También se negociaron condiciones de compra de crudo para la empresa con producción cautiva de la refinería de YPF.

En el Cuadro 3 se resumen los resultados de la reconversión. Tomando el conjunto de los 25 contratos ponderados por sus niveles de producción, YPF mantuvo una participación del 11% en las áreas reconvertidas.

La reconversión fue un proceso poco transparente, en el que un pequeño grupo de funcionarios contó con un enorme poder discrecional para negociar condiciones de transferencias a las empresas privadas de activos de gran valor.²⁶ La metodología utilizada incorporó varias características que perjudicaron a YPF.²⁷ Gadano y Sturzenegger (1997) han estimado para 4 áreas consideradas (que representaban apenas el 18% de la producción total de los contratos reconvertidos) una pérdida para el Estado de US\$ 150 MM.

2.3 El nuevo esquema exploratorio

La redefinición del marco regulatorio para la actividad petrolera y el fracaso de las última rondas del Plan Houston ideado por el gobierno radical (que hasta entonces seguía siendo el esquema existente para la exploración privada) obligaron al gobierno a establecer nueva reglas para la exploración. A comienzos de 1991 se dio por finalizada la política exploratoria del Plan Houston,²⁸ y meses después se estableció un nuevo esquema de exploración para nuevas áreas que fue bautizado como Plan Argentina, de libre acceso para todas las empresas nacionales (incluyendo YPF S.A.) e internacionales.²⁹

Las principales características del nuevo esquema fueron las siguientes:

- En licitaciones internacionales bimestrales se ofrece todo el mapa exploratorio del país (140 áreas).
- Las diversas actividades de exploración (líneas sísmicas, pozos, etc.) están valuadas con cierta cantidad de Unidades de Trabajo (UT), cada una por un valor de US\$ 5000. Las empresas que reúnen ciertos antecedentes técnicos, económicos y financieros, compiten en las licitaciones ofreciendo UT's. Gana quién ofrece más UT's (lo que implica mayor inversión) ajustado por el cronograma de trabajos propuesto (se privilegia a quienes ofrecen hacerlo en menor tiempo). Existe una restricción de inversión mínima de US\$ 1.5 MM.
- El ganador de la licitación recibe un permiso de exploración por 2/3 años (3/4 si es área marítima), estando obligado a desarrollar el programa de inversiones comprometido o entregar el dinero equivalente. Si finalizado el período pretende seguir explorando, debe revertir el 50% del área, estando obligado en el segundo período a perforar al menos un pozo. Se paga un canon de exploración de US\$ 10 anuales por Km².
- En el caso de que la exploración sea exitosa, se declara la comercialización del yacimiento y se obtiene una concesión de explotación por 25 años prorrogables. A partir de allí el canon pasa a ser de US\$ 420 por Km² y se pagan regalías del 12% sobre el valor del petróleo y/o gas producido a la provincia correspondiente.

3. La desregulación sectorial

La desregulación de precios prevista en el Decreto 1212 para comienzos de 1991 se fue preparando durante 1990. La tarea enfrentaba algunas dificultades. Por un lado, no podía postergarse porque debía realizarse de manera sincronizada con la venta de áreas y la reconversión de contratos, ya que la producción privada exigía precios desregulados. Por otra

parte, las condiciones macroeconómicas adversas existentes durante 1990, y las fuertes oscilaciones en el precio internacional del petróleo, conspiraban contra una resolución rápida de este punto.

En los primeros meses de 1990 el precio internacional del crudo se encontraba en niveles históricamente reducidos. A comienzos de julio, con precios internacionales muy deprimidos y una importante apreciación cambiaria en la Argentina, la paridad de exportación del crudo argentino era de aproximadamente US\$ 11 por barril, mientras que el precio doméstico regulado se encontraba cerca de los US\$ 13. Desde la perspectiva del Gobierno esta situación favorecía la desregulación, ya que no implicaba aumentos de precios.

En tanto se organizaba el pasaje a precios libres (debía modificarse el método de cálculo del impuesto específico), la guerra del Golfo provocó un violento aumento en las cotizaciones internacionales del petróleo, dejando rezagados a los precios locales (que luego de un nuevo aumento estaban cerca de US\$ 14 por barril). El conflicto en el Golfo demoraba las decisiones de desregulación de precios, ya que se temía por el tremendo impacto inflacionario. Era también insostenible mantener los precios en \$14 por barril, por debajo del valor de mercado y con perjuicios a YPF, que estaba pagando más a sus contratistas.

En este marco se sucedieron aumentos de los precios del crudo y los derivados, tendientes a reducir la brecha que los separaba con los precios internacionales. A mediados de agosto se implementó un aumento del 20% en el precio del crudo y los derivados, y en los primeros días de septiembre, en el marco de lo que se dio en llamar el “Erman V “ (una batería de medidas dirigidas a controlar el gasto público y racionalizar las empresas del Estado), el Gobierno dispuso otro fuerte aumento de los precios de los combustibles. Las naftas aumentaron un 35%, mientras que el gasoil, de mayor impacto en los costos de producción y en el transporte, sólo un 20%. De esta manera los precios de los combustibles en la Argentina alcanzaban valores internacionalmente elevados (la nafta super \$0.73 el litro, la común \$0.61 y el gasoil \$0.39). También se registró un fuerte aumento del precio del petróleo crudo (49.5%), quedando en aproximadamente US\$ 22 dólares por barril. Las tarifas del gas para consumos domiciliarios se incrementaron un 23%.

El “Erman V” incluyó también una modificación en los mecanismos de liquidación de regalías a las provincias dirigida a reducir las pérdidas de YPF. Se dispuso suspender la utilización de los precios internacionales como base para el cálculo de las regalías, sustituyéndolos por precios de referencia domésticos fijados por YPF. Esta medida, puesta en práctica en momentos en los que la Guerra del Golfo disparó a los precios a máximos históricos, fue resistida por las provincias productoras (Neuquén, Mendoza), que iniciaron juicios al Estado Nacional e incluso amenazaron con cortar los flujos de petróleo.³⁰

La incertidumbre en relación a la situación militar en el Golfo (y la consiguiente volatilidad en el precio del petróleo) hicieron temer hasta los últimos días de 1990 sobre una postergación a la anunciada desregulación.

Pese a todos los inconvenientes, sobre el final de 1990 el gobierno lanzó un nuevo paquete de medidas (el “Erman VI”) que incluyó la desregulación efectiva del downstream, por lo que 1991 comenzó con libertad de precios de los combustibles. El Decreto 2733/90, publicado unos días después, modificó el mecanismo de pago del ITC para ajustarlo al nuevo mercado desregulado, reemplazando el esquema ad-valorem anterior por un impuesto de montos fijos por unidad de producto.

A principios de 1991 se fijaron también las nuevas reglas para el transporte por ductos de hidrocarburos y derivados.³¹ Para los hidrocarburos líquidos se dispuso caracterizar al transporte como un servicio público, con libre acceso en tanto exista capacidad disponible, entendida esta como la capacidad máxima del ducto menos las necesidades propias del operador. Se estableció el prorrateo para casos de exceso de demanda. Se estipuló la aprobación de las tarifas por parte del Estado, y se prohibió aplicar tarifas discriminatorias.

4. La privatización de las empresas estatales

El proceso de reforma del sector hidrocarburífero culminó con las privatizaciones de Gas del Estado a fines de 1992, e YPF a mediados de 1993. Ninguna de estas dos empresas estaba incluida en la Ley de Reforma del Estado de 1989, por lo que en ambos casos se requirió de leyes específicas autorizando su venta. En el caso de Gas del Estado, las características del nuevo marco regulatorio iban de la mano con la privatización de la empresa. En YPF, en cambio, no había *a priori* una relación tan estrecha entre la nueva regulación y la privatización.

En ambas privatizaciones la relación entre la política y la economía es estrecha. La Ley 24076 de privatización de Gas del Estado, que a su vez conformó el nuevo marco regulatorio para el transporte y distribución de gas natural, fue aprobada en general en la Cámara de Diputados con la presencia de un legislador falso que permitió alcanzar el quórum. Este hecho constituye una muestra clara de la pobre calidad institucional y de gestión política existente en el período en el que se instrumentaron las reformas.³² En el caso de YPF, una vez decidida la privatización, las presiones de los distintos grupos de influencia para obtener “compensaciones” hizo que en definitiva prácticamente todos los recursos derivados de la venta de la empresa se destinarán a “compensar” a los sectores que la permitieron (parlamentarios, provincias, etc.).

4.1. La privatización de Gas del Estado y el nuevo esquema para el transporte y distribución de gas

La reestructuración del sector gasífero argentino, antes montado sobre dos empresas estatales (YPF en producción y Gas del Estado en transporte y distribución), se inició con la transferencia de áreas en el segmento de la producción, y se completó con las reformas en los segmentos de transporte y distribución, simultáneas a la privatización de Gas del Estado.

La Ley 24076 de 1992 definió el marco regulatorio para el mercado del gas y reglamentó la privatización de Gas del Estado, creando además un ente regulador para el sector. El nuevo marco dividió a la industria en tres segmentos: producción, transporte y distribución.

Estimando que la transferencia de áreas y la desregulación generaría un conjunto atomizado de productores en el *upstream*, en el diseño del marco regulatorio se asumió un segmento de producción de libre competencia. Sobre la red de gasoductos existente, se crearon dos empresas de transporte, una en el norte (opera los gasoductos Norte y Centro-Oeste) y otra en el sur del país (opera el gasoducto San Martín y los NEUBA I y II). El sistema de transporte tiene libre acceso para todos los consumidores, que pagan un peaje que debe reflejar el costo del transportista más una rentabilidad razonable (asimilable al de otra actividad con igual riesgo). Cualquier tipo de discriminación en el acceso a la capacidad de transporte está penado por la Ley.

El segmento de distribución también se definió por áreas geográficas con ocho distribuidoras: Metrogas, GasBan, Cuyana, Centro, Litoral, GasNor, Pampeana y Sur. La Ley 24076 prohibió la integración vertical del negocio mediante participaciones controlantes del capital social en más de un segmento de la cadena del gas. De este modo se buscó evitar la discriminación de proveedores y/o transportistas hacia distribuidores y viceversa.

Se creó un ente regulador, (el Ente Nacional Regulador del Gas -Enargas-) con funciones de supervisar las disposiciones legales que deben cumplir estas empresas a fin de preservar las normas ambientales y de competencia dispuestas por la Ley 24076. En términos simplificados, el Enargas es el organismo público que defiende el interés de los consumidores y el desarrollo de la industria del gas natural.

De acuerdo a la Ley, el precio del gas para los consumidores es la suma del precio en cabecera del gasoducto, más la tarifa de transporte, más la tarifa de distribución, a lo que luego se suman los impuestos nacionales y provinciales. En los segmentos regulados (transporte y distribución) las tarifas suponen la recuperación de los costos de producción y una tasa de rentabilidad “razonable”, similar a la de otra actividad de riesgo equivalente.

Existen factores de aplicación general que deben considerarse en la determinación de los precios, y cláusulas específicas para cada una de las partes intervinientes en la cadena del gas natural. Entre las primeras están los ajustes por eventuales variaciones del tipo de cambio, variaciones impositivas, cambios internacionales abruptos o causas nacionales de “fuerza mayor”. Entre las cláusulas específicas se aceptan precios diferenciales de acuerdo a la estación (invierno/verano) y posibles ajustes por acuerdo entre las partes. El ajuste en la tarifa se produce semestralmente (enero y julio de cada año) de acuerdo al índice de precios mayorista de USA. Cada 5 años las tarifas pueden sufrir descuentos por mayor eficiencia (el factor X), e incrementos por nuevas inversiones (factor K). A partir de 1998 las empresas han sufrido una reducción de sus tarifas como consecuencia de la aplicación del factor X.

Las tarifas fijadas por el Enargas operan como tarifas máximas. Si bien las mismas pueden ser reducidas, no se aceptan los subsidios cruzados. Está permitida la negociación de contratos de venta de gas de productores directamente con grandes usuarios (*by pass*), lo que permite que estos a su vez, negocien descuentos con los distribuidores. El *by pass* puede ser físico (cuando el

gran usuario se conecta directamente con el sistema de transporte, desvinculándose completamente del distribuidor), o comercial, donde el gran usuario pacta directamente con el productor, pero usa la red de distribución abonando un peaje.

4.2 La privatización de YPF

A partir de la gestión Estenssoro iniciada en agosto de 1990, YPF se encaminó a la privatización, con un inmediato endurecimiento de la postura de la empresa frente a otras empresas del Estado y frente a los sindicatos.³³ A fines de 1990 el presidente Menem dispuso por Decreto la transformación de YPF en una sociedad anónima regida por el derecho privado, poniendo en marcha también un plan de transformación global de la empresa.³⁴

Cuadro 4
VENTA DE ACTIVOS DE YPF ANTES DE LA
PRIVATIZACION (1991-1993)

Activos	Monto Captado (US\$MM)
Areas Marginales	490
Areas Centrales	804
Cuenca Austral	341
Cuenca Noroeste	275
Terminales Marítimas	29
Destilerías y Varios	225
Oleoductos	76
Equipos de Perforación	7
Buques, Aviones	96
TOTAL	2143

Se vendieron refinerías (la de San Lorenzo, en la provincia de Santa Fe, la de Campo Durán en el norte del país y la de Dock Sud en Buenos Aires) y otros activos como terminales marítimas, equipamiento de transporte, aviones, etc. La racionalización incluyó también una nueva cesión de porcentajes de asociación por parte de YPF, en este caso en áreas de exploración en las cuencas noroeste y austral.

Como se observa en el Cuadro 4, incluyendo las licitaciones de áreas centrales y secundarias junto con las ventas y asociaciones dispuestas por el Decreto 2278, en no más de tres años se vendieron activos de YPF por un total de US\$ 2143 MM.

El primer proyecto de privatización de la empresa surgió de la propia YPF, pero sufrió importantes modificaciones hasta que fue aprobado en el Parlamento. Durante 1992 se lanzó oficialmente la difícil propuesta de reelección del presidente Menem, y hacia fines de 1993 el oficialismo debía enfrentar nuevas elecciones legislativas. El proyecto inicial de privatización de YPF enviado al Congreso por el Ejecutivo fue reemplazado por otro de los legisladores que incluyó una gran cantidad de “compensaciones” a diversos sectores (provincias, jubilados), de gran impacto político. Aparecen entonces la federalización del dominio de los hidrocarburos, el

pago de las regalías adeudadas (apuntando a las provincias), y el uso de los recursos generados por la ventas para pagar deudas con los jubilados. Tanto las deudas previsionales como las de regalías fueron consolidadas (es decir, reconocidas oficialmente) poco tiempo antes de su pago con el producto de la privatización, lo que refuerza la hipótesis de que los sectores beneficiarios fueron elegidos por decisión política.

En septiembre de 1992 se dictó la Ley 21145, que tuvo entonces dos objetivos: por un lado, transferir a las provincias el dominio de los hidrocarburos, y por el otro declarar a YPF sujeta a privatización total. Se convirtió a las áreas exploradas y explotadas por YPF en el momento de sanción de la Ley en licencias de exploración y concesiones de explotación en los términos de la Ley 17319, exceptuándola de las restricciones legales relacionadas al máximo de áreas que una misma empresa podía explotar y/o explorar. De esta manera, YPF obtuvo 24 permisos de exploración cubriendo aproximadamente 132735 Km² y 50 concesiones de producción cubriendo 32560 Km².

La Ley estableció que debía venderse no menos del 50% de las 353 millones de acciones de YPF S.A., que quedaron divididas en cuatro tipos:

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

Se estableció además que mientras el Estado mantenga al menos el 20% de las acciones tendría poder de veto sobre fusión, *take over* y liquidación de la empresa. Para que la participación del Estado caiga más del 20% se requería aprobación parlamentaria.³⁵

Finalmente, la ley estableció que el Tesoro Nacional pagaría deudas por regalías a las provincias productoras con acciones Clase B o bonos hidrocarburíferos que podrían a su vez ser cambiados por acciones. También se obligó a pagar a las provincias el 10% de los ingresos por asociación en las áreas centrales y en las cuencas Austral y Nororeste. En cuanto al destino de los recursos obtenidos por el Tesoro Nacional en la venta de acciones, se determinó su asignación al Sistema de Seguridad Social.³⁶

A mediados de 1993 se realizó con éxito la Oferta Pública Inicial (OPI), tanto en el mercado argentino como en el internacional, a través del cual el sector privado adquirió el 59% de YPF, mientras que el Estado Nacional mantenía el 20%, los trabajadores el 10% y las provincias productoras de petróleo el 11%. En total en la OPI se obtuvieron US\$ 3040 MM por el 45% de las acciones, cifra que luego se incrementó como consecuencia de las colocaciones adicionales de acciones realizadas.

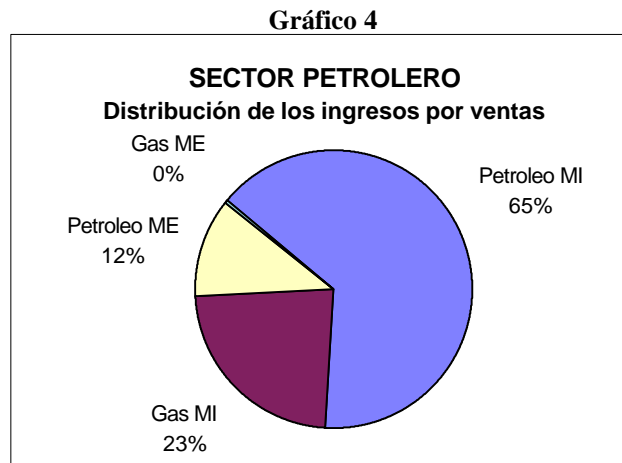
La participación de los privados en YPF S.A. ha crecido hasta el 75% (en desmedro de las provincias, que acuciadas por problemas financieros vendieron gran parte de sus tenencias), y como consecuencia de que en agosto de 1997 los trabajadores se desprendieron de las acciones del PPP, que pasaron a la clase “D”.

La privatización de YPF fue la primera de las realizadas en la Argentina en la que no se entregó el control de la empresa a un operador internacional, sino que se vendieron las acciones en forma atomizada. Una interpretación política de esta decisión la asocia al hecho de que en términos de opinión pública hubiera resultado mucho más costoso vender YPF a una de las grandes compañías internacionales, y además con este esquema el Gobierno mantuvo un mayor control sobre la operatoria de la empresa.³⁷

Como contrapartida, el esquema atomizado elegido presenta los tradicionales problemas de principal-agente y monitoreo. Tal como señalan Vickers y Yarrow (1988), la atomización del control accionario de la firma puede conducir a niveles de monitoreo subóptimamente bajos, como consecuencia de las externalidades existentes en la obtención y el análisis de la información. En este escenario, los gerentes tienen mayor poder discrecional para responder a sus propios objetivos. La amenaza de la compra hostil suele ser citada como uno de los factores que tienden a disminuir el riesgo de que los gerentes se alejen demasiado del objetivo de maximizar el beneficio de la firma. En el caso de YPF, la cláusula que otorga al Estado el poder de veto sobre una eventual compra hostil mientras sea accionista, podría inducir alguna suerte de colusión entre los gerentes y el gobierno.³⁸

IV. EL DESEMPEÑO SECTORIAL POSTERIOR A LA REFORMA

A la luz de los principales indicadores de desempeño sectorial (producción, inversiones, exportaciones, precios), la reforma estructural arrojó resultados sin precedentes en la historia del sector petrolero argentino. Existen desde ya algunos puntos aún polémicos (principalmente centrados en la falta de competencia en algunos segmentos, como la comercialización de combustibles líquidos y GLP, y la producción de gas), pero hay consenso de que el sector funciona significativamente mejor que en décadas pasadas. En consecuencia, en contraste con el pasado cuando las reglas de funcionamiento sectorial se modificaban frecuentemente, en esta oportunidad podemos esperar que los lineamientos básicos del actual marco regulatorio perduren durante varios años.



Para 1997 se estiman para el sector petrolero argentino ingresos por ventas (ventas en el mercado interno y exportaciones) de US\$ 21800 MM, equivalentes al 7% del PBI argentino. En el gráfico se aprecia que las ventas domésticas de petróleo y derivados explican 2/3 de los ingresos del sector, seguidos por las ventas domésticas de gas, que representan el 23% del total. Las exportaciones de petróleo y derivados explican el 12% restantes, mientras que las exportaciones de gas son aún marginales, aunque se espera que en el año 2011, con todos los proyectos de exportación ya implementados, este porcentaje llegue a 3.5%.

A continuación se discute la evolución de las principales variables en los últimos años.

1. La evolución de la producción

La producción de petróleo crudo creció un 63% entre 1990 y 1996, alcanzado 45.5 millones de M3 en este último año. El Cuadro 5 muestra como entre 1990 y 1992 la producción de YPF se redujo, fruto de las ventas de áreas y asociaciones que se suceden en esos años, y que se traducen en incrementos en otras columnas del cuadro (áreas centrales, marginales, nuevas asociaciones). A partir de 1993 la ahora privada YPF recuperó sus niveles de producción, creciendo al 14% anual en los tres años subsiguientes. Es interesante notar que en 1996 el grueso de la producción privada -excluyendo a YPF- corresponde a los contratos reconvertidos, es decir, a pozos originalmente de YPF que eran previamente operados por contratistas privados y que, como fuera mencionado, fueron convertidos en concesiones de explotación con libre disponibilidad del crudo.

Vale la pena remarcar también que hasta 1996 no hubo prácticamente resultados en términos de producción petrolera del nuevo esquema exploratorio (Plan Argentina), sino que toda la producción corresponde a áreas exploradas con anterioridad, mejor desarrolladas y explotadas luego de la reforma estructural.³⁹

Cuadro 5
PRODUCCION DE PETROLEO POR REGIMEN LEGAL
(en miles de m³)

Año	Areas Centrales (1)	Areas Marginales (2)	Areas Provinciales (3)	Contratos Reconvert. (4)	Nuevas Asociaciones (5)	Viejas Concesiones (6)	YPF Adm. (7)	YPF Contratos (8)	TOTAL
1990				757			16,697	10,551	28,005
1991	973			6428			13,850	7,254	28,505
1992	5,266	1,513	26	9,196	637	590	13,185	1,833	32,246
1993	5,295	1,612	11	10,099	2,099	503	13,270	1,579	34,468
1994	5,135	1,562	43	12,158	2,535	459	16,502	340	38,393
1995	4,925	1,638	56	12,723	3,609	480	18,248	60	41,739
1996	5,139	1,825	67	13,834	4,367	549	19,622	143	45,545
1997									48,426

(1) Adjudicadas por concurso 12-277 Año 1990
(2) Decretos 1055, 1212, 1589 del año 1989
(3) Areas cedidas a las provincias de acuerdo al Decreto 1055/89
(4) Concesiones de explotación resultantes de la reconversión de contratos de obras y servicios.
(5) Adjudicadas a un operador en forma directa (Magallanes y El Portón Buta Ranquil) o por concursos realizados por YPF (14-279/91 Cuenca Austral, 14280/92 Cuenca Noroeste)
(6) Viejas concesiones regidas por el Código de Minería
(7) Areas de YPF S.A.
(8) Contratos no reconvertidos

Fuente: Boletín de Combustibles.

YPF se mantiene como el productor principal, siendo en 1996 el operador del 43% de la producción de petróleo y el 34% de la de gas.⁴⁰ En lo que hace a la producción de petróleo, la empresa local Perez Companc se ubica en segundo lugar en el ranking, seguida por Petrolera San Jorge, que explota el área de Huantraico.⁴¹

En la producción de gas, YPF es seguida por la francesa Total, que posee importantes yacimientos gasíferos en la Cuenca Austral y en Neuquén.

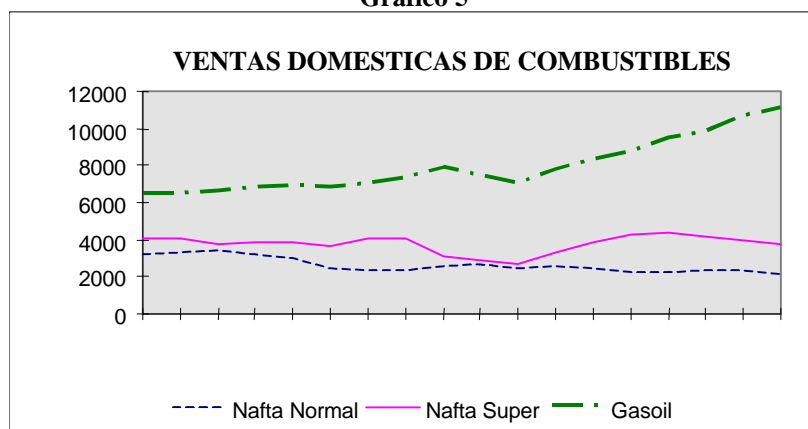
Cuadro 6
PRODUCCION POR OPERADOR 1996

	Petróleo	Gas
YPF	43.1%	34.1%
Perez Companc	11.9%	11.3%
Pet San Jorge	7.4%	1.2%
Amoco	6.9%	1.1%
Total Austral	5.8%	18.7%
Astra	4.7%	0.3%
Tecpetrol	3.2%	4.8%
Bridas	3.0%	7.1%
Pluspetrol	2.3%	7.5%
Total (MM m3)	45.5	34,647

2. La evolución del mercado interno de combustibles

En 1990 las ventas domésticas de naftas fueron un 29% inferiores a las de 10 años atrás, mientras que en gasoil hubo un aumento del 8%. El fuerte crecimiento que experimentó la economía argentina a partir de la implementación del Plan de Convertibilidad en abril de 1991 permitió una significativa recuperación del mercado de combustibles. Entre 1990 y 1994 las ventas totales de combustibles crecieron un 33%. Se mantuvo la tendencia al desplazamiento de naftas por gasoil en función de los menores impuestos aplicados a este último combustible⁴², y también se registró una creciente sustitución de nafta normal por súper.

Gráfico 5

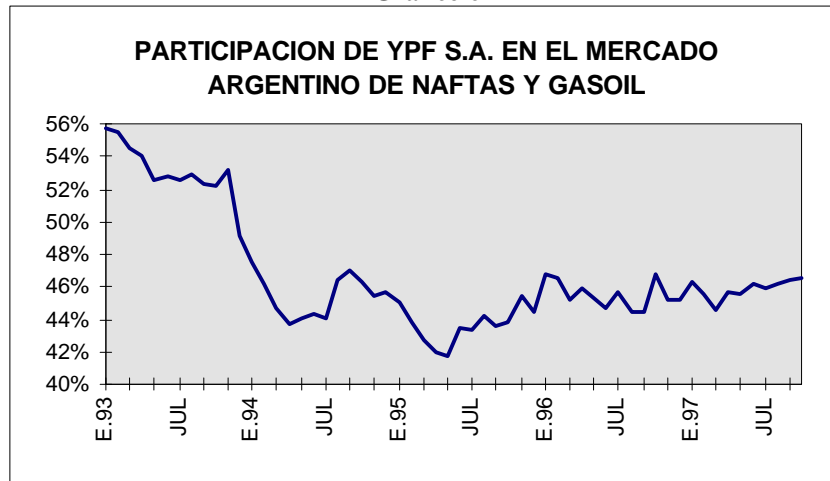


En 1995 la recesión originada en lo que se conoció como “efecto Tequila” afectó al mercado de combustibles, aunque de manera heterogénea. El consumo de naftas cayó un 3.6%, producto de una reducción del 7% en la demanda de nafta súper parcialmente compensada por un aumento del 2.8% en nafta normal. El consumo de gasoil siguió creciendo, aunque a tasas menores (3.8%). En 1996 y 1997 la demanda de naftas siguió en baja (-3% y -7%

respectivamente), afectada en parte por aumentos de los impuestos, mientras que en gasoil hubo aumentos del 4% en 1996 y 0.2% en 1997. La relación gasoil / naftas, que en 1980 era de 0.89, creció hasta 1.89 en 1997.

YPF mantiene una elevada participación en el mercado de naftas, posición que de acuerdo a algunos analistas le ha permitido establecer precios por encima de los niveles que deberían prevalecer en un mercado competitivo. La participación de YPF cayó significativamente en los primeros años posteriores a la desregulación, período en el que surgieron compañías nuevas como EG3, y comenzaron a ampliarse las operaciones de las estaciones sin bandera. Durante 1995 hay una leve recuperación de mercado para YPF, y en los últimos meses su participación se mantiene en torno al 45%.

Gráfico 6

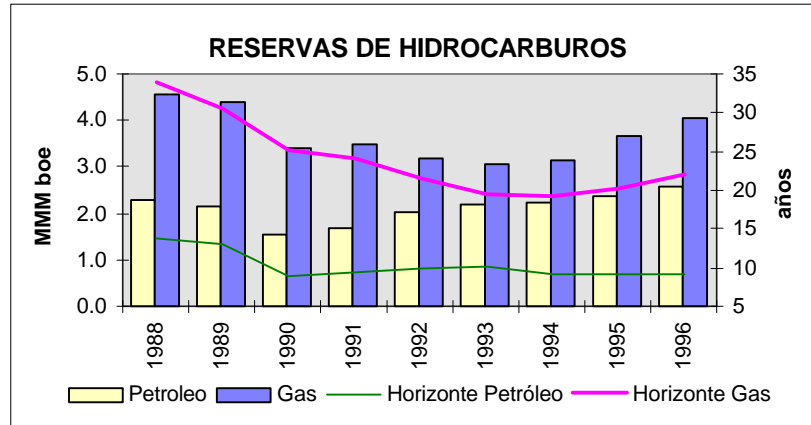


3. La inversión

3.1 La inversión en exploración y desarrollo, y la evolución de las reservas

Las reservas de petróleo y gas también han aumentado luego de las desregulación. En el caso del petróleo, tras tocar un mínimo de 2000 MM de barriles en 1990 (luego de la revisión efectuada por Gaffney & Cline), las reservas crecen sostenidamente acompañando a la producción, manteniendo un horizonte de entre 9 y 10 años.

Gráfico 7

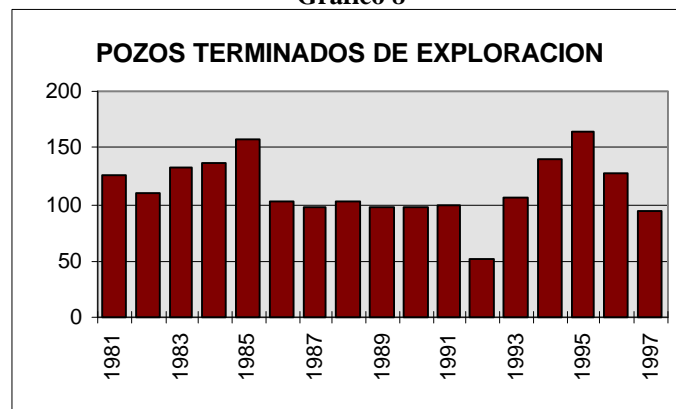


En gas, en los primeros años posteriores a la desregulación las reservas caen, aunque debe recordarse que el punto de partida era diferente al del petróleo, ya que existía un horizonte muy superior (25 años). A partir de 1994 las reservas gasíferas vuelven a crecer, fundamentalmente en función de los esfuerzos exploratorios asociados a los proyectos de exportación.

Este aumento de reservas, sin embargo, no está claramente vinculado a mayores niveles de perforación de pozos exploratorios. Como se observa en el Gráfico 8, los pozos de exploración muestran cierta recuperación a partir de 1993 pero alcanzan niveles similares a los de la primera mitad de los '80as. En 1996 y 1997 se observa un marcado descenso en los esfuerzos exploratorios, con un nivel de pozos exploratorios que cae desde 165 en 1995 a 94 en 1997. Mientras que en 1995 YPF gastó US\$ 1741 MM en inversiones en el upstream doméstico, en 1997 esta cifra se redujo a US\$ 1075 MM (ver Cuadro 6 del Anexo).

La recuperación de reservas no ha estado mayormente asociada a nuevos descubrimientos (de hecho no se ha registrado ninguno de gran magnitud luego de Huantraico, que corresponde al Plan Houston), sino a un importante incremento de la tasa de extracción, asociado principalmente a la introducción generalizada de técnicas de recuperación secundaria.

Gráfico 8



En 1997, sobre un total de 94 pozos de exploración, 39 fueron improductivos (59% de tasa de éxito). Las tasas de éxito en 1996, 1995 y 1994 fueron del 53%, 48% y 41%

respectivamente. YPF es la empresa que más explora: de los 128 pozos de exploración realizados durante 1996, 60 fueron realizados por la ex-estatal, seguida por Petrolera Argentina San Jorge con apenas 9 pozos.

3.2 Las inversiones en refinación y su impacto sobre el comercio exterior

Antes de la desregulación YPF concentraba cerca de 2/3 de la capacidad de refinación doméstica. En general se procesaba todo el crudo disponible, exportando los derivados no demandados por el mercado interno. En 1993/94, luego de la venta de 3 refinerías y de la privatización de la empresa, YPF redujo sus niveles de procesamiento a niveles acordes con la demanda doméstica de gasoil, exportando en consecuencia naftas y petróleo crudo.⁴³ Las falencias de las refinerías, que impedían obtener naftas con calidad suficiente para obtener buenos precios en los competitivos mercados mundiales, junto con ventajas de flete al exportar crudo a países vecinos (como Brasil y Chile, importadores netos de crudo pero con capacidad de refinación) hacían no rentable la utilización de las refinerías a máxima capacidad.

Como consecuencia, a partir de 1993 disminuyeron las exportaciones de derivados mientras crecían fuertemente las de crudo, no sólo por los incrementos de producción, sino también por la decisión de reducir los niveles de procesamiento.

De acuerdo a datos oficiales, entre 1990 y 1997 se invirtieron en la industria de derivados del petróleo y gas US\$ 7250 millones, el 21% del total de inversiones de la industria manufacturera en el período.⁴⁴

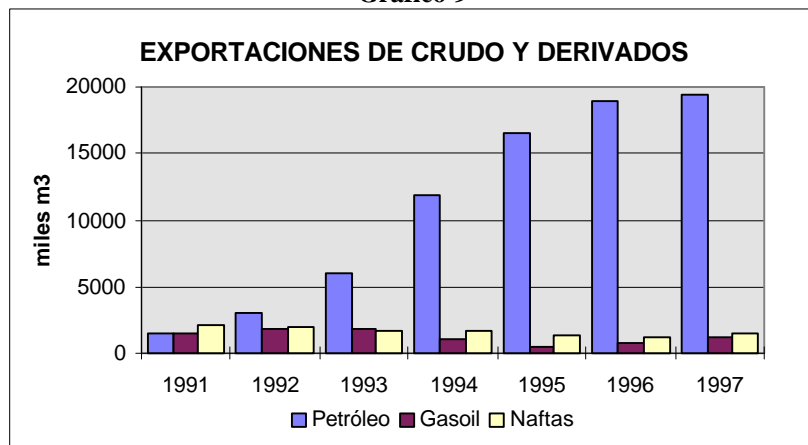
Cuadro 8
PROCESAMIENTO DE CRUDO
(miles de m³)

	TOTAL	YPF	OTRAS
1989	25,756	17,816	7,941
1990	26,478	18,367	8,111
1991	26,454	18,329	8,125
1992	28,385	18,989	9,396
1993 (a)	28,391	16,653	11,738
1994	27,194	14,210	12,984
1995	26,331	12,704	13,627
1996	27,673	13,735	13,938

Nota: (a) YPF vende las refinerías de Dock Sud, Campo Durán y San Lorenzo.

El programa de inversiones en las refinerías junto con el desarrollo de mercados más atractivos para los derivados ha permitido revertir en 1997 la tendencia a exportar más petróleo crudo. Pese a la caída de la demanda doméstica, se aumentaron los niveles de procesamiento, exportando menos crudo y más derivados, dirigidos fundamentalmente a países vecinos. Como muestra el gráfico, en 1997 las exportaciones de crudo aumentaron levemente (2.4%), mientras que las de naftas crecieron un 20% y las de gasoil un 59%.

Gráfico 9



La calidad de los combustibles ha mejorado, apuntando a alcanzar estándares internacionales de rendimiento e impacto ambiental. Entre otros logros, se ha reemplazado el plomo por otros detonantes menos perjudiciales para el medio ambiente.

3.3 Las inversiones en transporte de crudo y productos, almacenamiento y la red de estaciones

La red de ductos para el transporte de petróleo y derivados transferida a operadores privados durante el proceso de privatización registra también importantes expansiones. El proyecto más importante fue la construcción del Oleoducto Transandino, que con 424 Km. de extensión une a la Cuenca Neuquina con el puerto de Concepción en Chile. Con una capacidad máxima de transporte de 110000 barriles diarios, el Oleoducto Transandino requirió una inversión de US\$ 220 MM, siendo YPF de Argentina y ENAP de Chile sus accionistas más importantes. Como muestra el Cuadro 9, el Oleoducto Transandino estableció una salida alternativa al crudo de la cuenca Neuquina, antes limitado a evacuarse a la refinería de YPF en Luján de Cuyo o a los puertos del Atlántico.

Cuadro 9
ARGENTINA: RED DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS

	Longitud	Diámetro	Caudal
Oleoductos	<i>Km.</i>	<i>(pulgadas)</i>	<i>(miles bl / día)</i>
Pto.Hernández - Luján de Cuyo	529	16	63
Pto.Hernández - Allen	230	16	164
Plaza Huincul - Allen	137	11	63
Allen - Pto.Rosales	513	14	101
Plaza Huincul - Pto.Rosales	650	14	101
Pto.Rosales - La Plata	584	32	233
Oleoducto Transandino	415	16	107
Poliductos			
Campo Durán – Montecristo	1109	13	44
Montecristo - San Lorenzo	379	13	44
Luján de Cuyo - V.Mercedes	338	14	94
V.Mercedes – Montecristo	320	13	63
V.Mercedes - La Matanza	699	13	31
La Plata - Dna Inflamables	52	13	69

4. Los precios

4.1 Los precios del petróleo crudo

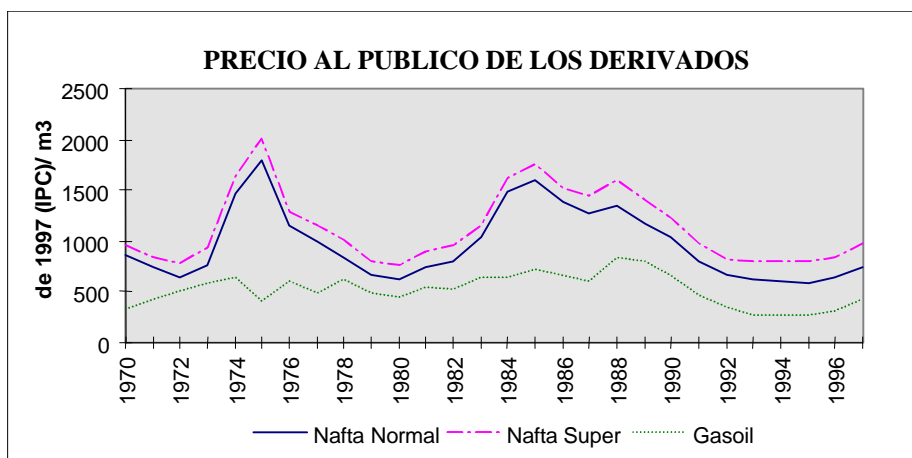
La desregulación y el fuerte aumento de la producción llevó a los precios del crudo en Argentina a la paridad de exportación. Los precios domésticos, tanto para los demandantes locales (las refinerías) como para la exportación, han oscilado en función de la cotización del West Texas Intermediate (WTI), con descuentos en función del costo del transporte y de la calidad de los crudos. Es importante destacar que las inversiones en transporte y el desarrollo de los mercados mundiales para los crudos argentinos han permitido reducir estos descuentos. A modo de ejemplo, en aproximadamente 3 años el crudo neuquino que sale por Puerto Rosales ha reducido su descuento de US\$ 2.60 por barril a US\$ 2.40.

4.2 Los derivados

La desregulación de los precios del downstream puesta en práctica a partir de enero de 1991 produjo aumentos nominales en los precios al público, pero a un ritmo inferior a la inflación minorista.⁴⁵ Como se aprecia en el gráfico, los precios en términos reales caen desde 1989 a 1993, se estabilizan entre 1993 y 1996, y crecen en 1997, principalmente como consecuencia del aumento de impuestos.

Los impuestos juegan un rol importante en los precios al público de los derivados. A fines de 1997, del precio final al público de la nafta super el 63% corresponde a los impuestos (Impuesto a la Transferencia de Combustibles, Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a los Ingresos Brutos). En el gasoil, los impuestos explican el 44% del precio final al público.

Gráfico 10



4.3 El gas natural

Durante el período de precios regulados en Argentina los precios del gas eran reducidos, a tal punto que un descubrimiento estrictamente gasífero era prácticamente equivalente a un pozo seco. La desregulación produjo en promedio aumentos de precios, aunque el comportamiento ha sido muy heterogéneo en las distintas cuencas.

Simplificadamente, el mercado de gas argentino consta de tres cuencas productivas que constituyen la oferta (Austral, Neuquina y Noroeste), frente a una demanda localizada fundamentalmente en la zona de Buenos Aires y alrededores. Por el lado de la demanda, existe la noción de que los combustibles alternativos (por ejemplo el fuel oil para las usinas) pondrán un techo al precio. Dado el precio en donde se concentra la demanda (city gate Buenos Aires), los precios en las distintas cuencas serán diferentes, en función de las distancias respectivas y el consiguiente costo del transporte. Sin embargo, desde la perspectiva de la oferta la existencia de una red de gasoductos no demasiado sofisticada hace que la capacidad de transporte desde una determinada cuenca y el potencial de reservas de esa cuenca jueguen un rol muy importante en la determinación de los precios.

En el Cuadro 10 vemos que la cuenca neuquina ha sido la más favorecida en materia de precios. Por el contrario, en la cuenca austral los precios han caído en términos reales. La cuenca neuquina cuenta con la ventaja de estar más cerca de los centros de consumo, junto con una capacidad de transporte adecuada.⁴⁶ Lo opuesto ocurre en la cuenca austral, mucho más lejos de Buenos Aires y con una capacidad de transporte más restringida. Dada la gran cantidad de gas existente en la cuenca, la pelea de los productores por “entrar al caño” ha impedido que se produzcan aumentos de precios.⁴⁷

Existen características del mercado gasífero que han disminuido los niveles de competencia en el segmento de producción, que como vimos, es una condición fundamental sobre la cual se ha estructurado la regulación aguas arriba (en transporte y distribución).

Cuadro 10
PRECIOS DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO
(en \$ de septiembre de 1996 por millón de BTU)

	Promedio por Cuenca		Verano
	Noroeste	Neuquina	Austral
1993	1.093	1.093	1.093
1994	1.232	1.321	1.086
1995	1.248	1.325	1.009
1996	1.251	1.373	0.971
1997e	1.250	1.400	0.970

Luego de la venta de áreas y la privatización de YPF, la oferta no ha quedado lo suficientemente atomizada como para garantizar competencia. YPF mantiene un market share elevado en la producción (34%), pero mucho más elevado aún en las ventas (64%), como producto de las importantes compras de gas a terceros.⁴⁸ La ausencia de una amplia red de gasoductos interconectados (como existe por ejemplo en Estados Unidos) hace que el mercado tienda a segmentarse, con submercados en cada cuenca donde muy pocos productores compiten por ingresar al gasoducto.

Adicionalmente hay características de la demanda que tampoco favorecen la competencia. La demanda está concentrada en muy pocos actores (las distribuidoras), fenómeno que tiende a atenuarse por la presencia de los grandes usuarios. Dos características del marco regulatorio para las distribuidoras no favorecen a la competencia. En primer lugar, el mecanismo de *pass through* de fijación de tarifas implica que las distribuidoras no tienen en teoría demasiados incentivos para conseguir un menor precio del gas boca de pozo, ya que lo trasladan al consumidor.⁴⁹ La obligación de las distribuidoras de garantizar el servicio a los consumidores no interrumpibles (básicamente los hogares) también ha afectado indirectamente al grado de competencia. La gran estacionalidad de la demanda (con un pico muy marcado en invierno), hace que los grandes productores, que son los únicos que pueden garantizar un abastecimiento fluido en los días de pico invernal, se valgan de esa capacidad para evitar la competencia en períodos de menor demanda. Para los distribuidores puede resultar muy riesgoso aceptar ofertas de gas más barato en el verano si esa operación es resistida por los grandes productores, y como consecuencia compromete su abastecimiento en invierno.

5. La evolución de los costos

La privatización permitió a YPF reducir significativamente sus costos operativos. Mediante la aplicación de técnicas más eficientes, el costo de extracción de petróleo y gas, medido en US\$ por barril de petróleo equivalente, cayó de 4.18 en 1992 a 2.56 US\$ / BOE. También se redujeron los costos en la industria refinadora. De acuerdo a información de YPF, el costo total de procesamiento cayó de US\$ 3.43 por barril en 1995 a US\$ 2.88 por barril en 1997. En el marco de la desregulación integral de la economía argentina, los costos portuarios y de transporte marítimo registraron una sensible reducción, facilitando y abaratando la exportación e importación de productos.⁵⁰

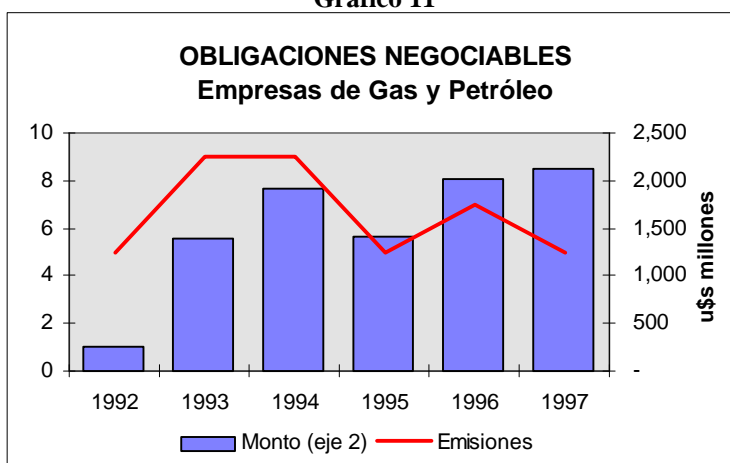
6. El acceso a los mercados de capitales

La estabilización macroeconómica que experimenta Argentina a partir del Plan de Convertibilidad de abril de 1991 permitió una sustancial mejora en las posibilidades de financiamiento internas y externas para las empresas domésticas. La refinanciación de la deuda pública externa en marzo de 1992 a través del Plan Brady reabrió las puertas para el financiamiento externo, tanto público como privado.⁵¹

En el mercado doméstico, la Comisión Nacional de Valores adoptó una serie de medidas dirigidas a facilitar el financiamiento empresario doméstico, apuntando a darle mayor transparencia y seguridad al mercado. La desregulación de las comisiones bursátiles, que antes estaban fijadas en elevados valores encareciendo extremadamente los costos de entrada y salida a la Bolsa, junto con la eliminación de algunos impuestos, incentivó el uso del mercado doméstico de acciones como instrumento de financiamiento empresario. El Congreso sancionó una nueva Ley de Obligaciones Negociables⁵², que con tratamiento impositivo preferencial, permitió un significativo crecimiento en el uso de este instrumento por parte de las empresas privadas. Mientras que en 1990 se emitieron Obligaciones Negociables por sólo US\$ 105 MM, en 1993 las emisiones totalizaron US\$ 5297 MM y en 1997 US\$ 11200 MM.

Las empresas petroleras participan activamente en el mercado de capitales doméstico. En el sector de hidrocarburos, el uso de las Obligaciones Negociables como instrumento de deuda fue bastante amplio. Con la sola excepción del año 1995, período en el que el mercado de capitales fue afectado por el efecto Tequila, el monto autorizado de ON's ha venido creciendo sostenidamente, alcanzando un valor de US\$ 2130 MM en 1997. Las compañías más activas han sido YPF, Perez Companc, Astra, el grupo Soldati y las transportadoras y distribuidoras de gas natural (Ver Cuadro 10 del Anexo).

Gráfico 11



En lo que hace a la emisión de acciones, durante 1993 realizan su oferta inicial de acciones YPF (en el marco de su privatización) y la firma CADIPSA, con una capitalización bursátil a fines de ese año de US\$ 9143 MM y US\$ 37.6 MM respectivamente. En 1994 se agregan CAPEX

(una generadora de energía eléctrica integrada a la producción de gas) y la Transportadora de Gas del Sur (TGS), con una capitalización a fin de año de US\$ 303.6 MM y US\$ 1493 MM respectivamente. El grupo Comercial del Plata, cuyas acciones ya cotizan en el mercado doméstico, tiene planeado emitir acciones de su petrolera Compañía General de Combustibles (CGC) durante 1998.

En cuanto al financiamiento bancario, el acceso de las firmas ha sido heterogéneo en función de su tamaño y capacidad de generación de fondos. Las empresas de primera línea, que son justamente las que tienen la alternativa de ir a los mercados internacionales de crédito, acceden a tasas activas de un dígito (9% en pesos y 7.8% en dólares para préstamos a 30 días). En el otro extremo, las empresas pequeñas que deben financiarse con descubiertos en cuenta corriente pagan tasas superiores al 40% anual, nivel muy elevado para desarrollar una operatoria comercial normal en un país con tasas de inflación cercanas al 0%.⁵³

7. Transporte y Distribución de Gas

La concesión de los servicios de transporte y distribución de gas natural estableció un programa quinquenal de inversiones mínimas obligatorias para las empresas privadas concesionarias, dirigidas a adecuar las operaciones a los estándares internacionales de seguridad y eficiencia. Como muestra el Cuadro 11, las inversiones exigidas totalizaron US\$ 478 millones, el 40% para transporte y el 60% restante para distribución.

En el plano de la expansión del sistema, la licencia no especifica obligaciones para las empresas en materia de ampliaciones de la capacidad de transporte, por lo que las expansiones han sido voluntarias, en función de las necesidades que los demandantes transmiten a las empresas. Como muestra el cuadro, las dos empresas transportistas aumentaron la capacidad de los gasoductos que operan. La empresa TGS ha agregado capacidad en el gasoducto San Martín (que une la cuenca austral con Buenos Aires) y en el Neuba II, con origen en la cuenca neuquina. TGN, por su parte, amplió la capacidad del gasoducto Norte y del Centro-Oeste. Se prevé que este último siga expandiéndose dado que debe transportar el gas de la cuenca neuquina con destino al gasoducto Gasandes de exportación a Chile.

Cuadro 11
INVERSIONES OBLIGATORIAS PRIMER QUINQUENIO

	Transporte	Distribución
1993	38.6	52.0
1994	38.6	65.2
1995	38.6	58.0
1996	38.6	49.7
1997	38.6	60.5
TOTAL	193.0	285.4

Entre 1993 y 1997 la capacidad de transporte se ha ampliado en un 31%, expansión que ha permitido eliminar las restricciones que impedían un consumo normal de gas de los usuarios residenciales en los picos de demanda invernales.

Cuadro 12
CAPACIDAD DE TRANSPORTE
(en millones de m³ / día)

	TGN	TGS	Total
1993	24.6	43.2	67.8
1994	29.3	51.9	81.2
1995	31.5	54.9	86.4
1996	33.2	54.9	88.1
1997e	34.1	54.9	89.0

La ampliación de la capacidad de transporte y su adquisición por parte de las distribuidoras ha permitido eliminar los cortes (o reducciones de presión) a los usuarios residenciales en el período invernal de mayor demanda, muy comunes en los años previos a la desregulación. Para el período 1992-2000, se estimaron inversiones totales en transporte y distribución de gas por US\$ 4200 MM.⁵⁴

7.1 El consumo de gas natural

Considerando el período 1990-1997, el mayor crecimiento (27% anual) corresponde al segmento de Gas Natural Comprimido, utilizado como combustible para el transporte vehicular. La utilización del GNC se inició a mediados de la década del '80, y hoy Argentina es uno de los países con mayor desarrollo en el uso de este tipo de combustible. A marzo de 1997 se han convertido 381000 vehículos con motores de nafta al uso de GNC, existiendo una red de abastecimiento de 537 estaciones en 89 ciudades del país. La utilización del GNC ha sido inducida principalmente a través de los precios e impuestos de los diversos combustibles.⁵⁵ Más allá del espectacular incremento, el consumo de GNC sigue siendo relativamente pequeño (3.2 MM de m³ / día) apenas el 5% del total consumido de gas natural.

El gas para generación eléctrica ha sido un importante motor del crecimiento de la demanda de gas, con un incremento del 5.8% anual entre 1990 y 1997. La creciente integración vertical gas/electricidad⁵⁶ explica este incremento, potenciado por años de baja hidraulicidad que incentivaron el uso de gas natural para generación. En 1997 el consumo de usinas explica el 32% del consumo total de gas. Pese a haber crecido a tasas inferiores (3.1% anual) el sector industrial sigue siendo el principal demandante de gas, explicando el 33% del total demandado.

El consumo residencial de gas natural creció un 5.3% anual promedio entre 1990 y 1997, y explica el 25% del consumo total. Más que por el aumento del consumo promedio por usuario, este incremento está asociado a la expansión de la red. La cantidad de hogares conectados a la red de gas natural continuó creciendo luego de la desregulación, aunque con tasas levemente inferiores a las previas (4.3% entre 1990 y 1996, versus 5.6% entre 1980 y 1990).

Gráfico 12

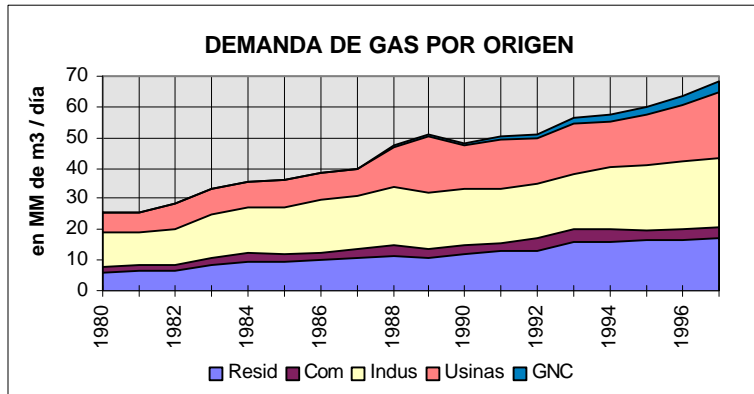
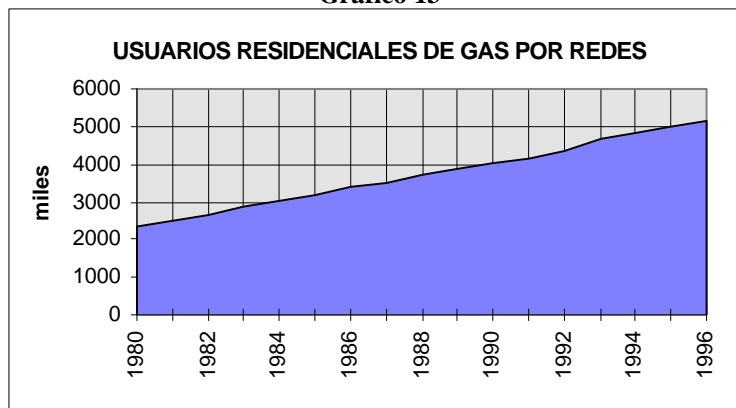


Gráfico 13



Cabe consignar que se han alcanzado niveles de penetración bastante elevados: en 1996 se estimó que el 67% de los hogares argentinos contaba con gas por redes, porcentajes que se elevan al 80% en las regiones más frías (Sur, Pampeana, Metropolitana) y caen al 41% en las más cálidas (noroeste).

7.2 Tarifas

Durante la década del '80 las tarifas residenciales de gas sufrieron una tendencia de deterioro en términos reales (deflactadas por precios al consumidor), que son la contracara de la pésima situación económico-financiera que presentaba Gas del Estado en el momento de su privatización. Como muestra el gráfico 14, entre 1990 y 1992 (años previos a la privatización) se produce una fuerte recomposición real de las tarifas. Hasta 1994 las mismas se mantienen estables, y a partir de ese año hay un leve aumento real, principalmente explicado por el incremento en el precio del gas boca de pozo antes comentado.

La tarifa que pagan los consumidores finales por el gas está conformada por tres componentes (precio en boca de pozo, cargo por transporte y cargo por distribución), al que se suman los impuestos. Como se observa en el gráfico 15, que presenta números del invierno en una de las áreas de distribución, el margen de la distribuidora representa el 48% del precio final al

público, 24% corresponden al precio del gas en boca de pozo, 9% al costo del transporte y 17% a los impuestos. Las tarifas reguladas (cargos de transporte y distribución) se indexan semestralmente por la inflación americana, por lo que no han crecido en términos reales.

Gráfico 14

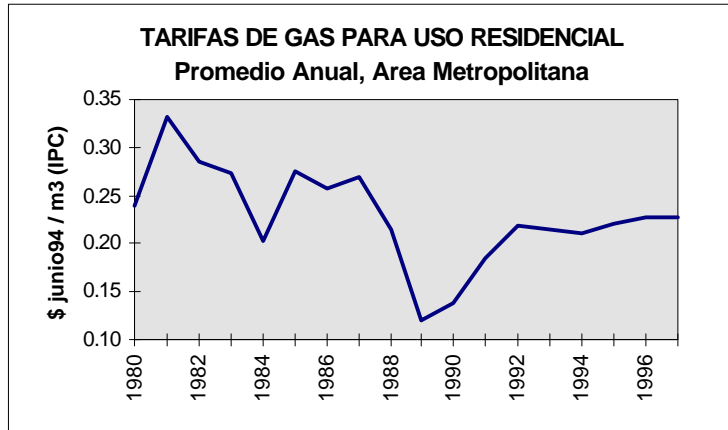
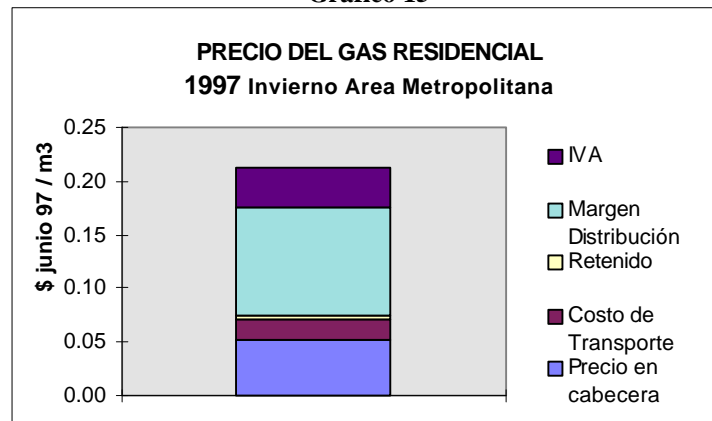


Gráfico 15



Los servicios de gas en firme (aquellos que no pueden ser interrumpidos a lo largo del año) son más caros que los de gas interrumpible. El servicio residencial no se puede interrumpir, mientras que las usinas eléctricas utilizan en general el servicio interrumpible, y en los picos de demanda invernal reemplazan el gas natural por otro combustible como el fuel oil.

La característica de servicio en firme de una gran proporción de sus usuarios ha obligado a las distribuidoras a contratar capacidad de transporte en magnitudes que aseguren la provisión del gas natural incluso en los picos invernales, pero la marcada estacionalidad de la demanda genera una gran capacidad de transporte ociosa (comprada por las distribuidoras) en los períodos de mayor temperatura (y menor demanda). Esta situación ha inducido a las distribuidoras a fomentar el crecimiento de los clientes interrumpibles, ofreciendo, por ejemplo, descuentos para la instalación de usinas eléctricas que consumen gas (y transporte) durante la mayor parte del año, y lo reemplazan por otro combustible en los picos de demanda.

El Enargas ha fijado una estructura de tarifas diferenciadas de acuerdo al tipo de consumidor, estableciendo también dentro de cada categoría escalas de precios en función de los niveles de consumo. La magnitud de los márgenes de distribución contenidos en las tarifas finales al usuario es inversamente proporcional al volumen de gas consumido. Como se observa en el Cuadro 13, los clientes residenciales pagan casi tres veces más que las usinas, que son en promedio quienes reciben el gas más barato.

Cuadro 13
PRECIO PROMEDIO ANUAL DEL GAS NATURAL
AREA METROPOLITANA (\$ Jun.97/m3)

Residencial	0.225
Terciario	0.143
Industrial	0.092
Usinas	0.085

Fuente: Enargas.

Como ya se mencionó en la descripción del marco regulatorio, los grandes usuarios tienen la posibilidad de optar por el *bypass*, que implica comprarle el gas directamente al productor pagándole eventualmente un peaje de transporte a la distribuidora. Este mecanismo ha servido para introducir competencia desde la demanda al menos en el segmento de los mayores consumidores de gas.

7.3 *Los proyectos de exportación de gas natural*

A partir de la desregulación el potencial gasífero argentino ha generado varios proyectos de exportación, dirigidos a países vecinos que no cuentan con este recurso.⁵⁷

Durante 1997 se pusieron en marcha dos gasoductos a Chile. El primero, con una capacidad de 2.5 MM de m³ / día, une Tierra del Fuego con Punta Arenas, para abastecer de gas a una planta de metanol. En el segundo caso se trata del gasoducto Gas Andes, cuyos socios son Nova, CGC de Argentina y dos compañías chilenas (Metrogás y Chilgener). Tras una inversión de US\$ 350 MM este gasoducto une Mendoza con Santiago, con una capacidad actual de 6 MM de m³ / día, proyectada en 17 MM de m³ / día en el año 2007.

En los primeros días de 1998 se anunció la concreción de un nuevo proyecto de exportación de gas argentino a Chile, uniendo la cuenca argentina con la localidad de Concepción en Chile, con posibles ampliaciones hasta Santiago. Finalmente, en el norte la creciente demanda eléctrica del sector minero chileno ha motivado la existencia de tres proyectos competitivos entre sí: dos gasoductos (Atacama, de CMS, Endesa y Pluspetrol, con una extensión de 925 Km. y Gasnor), y una línea eléctrica para transportar la energía generada del lado argentino con combustión de gas.⁵⁸

Existen también varios proyectos de exportación a Brasil. El que presenta el mayor grado de avance es un gasoducto de 440 Km. uniendo Paraná (Entre Ríos) en Argentina con la ciudad de Uruguaiana en Brasil. Con una inversión proyectada de US\$ 250 MM, el proyecto apunta a abastecer a una central térmica de 600 MW de potencia, con posibilidades de extenderse

posteriormente hasta Porto Alegre. Simultáneamente está en fase de construcción el histórico gasoducto entre Santa Cruz - San Pablo, que posibilitará el envío de gas argentino vía Bolivia a través del gasoducto ya existente, que hoy permite la importación de gas boliviano desde Argentina. Adicionalmente, existe un proyecto de construcción de un gran gasoducto que uniría la cuenca noroeste con el sur de Brasil con una capacidad de 34 MM de m³ / día.

El tercer destino del gas argentino es Uruguay, con un gasoducto que une a la Mesopotamia con el oeste uruguayo, y un segundo que cruzará el Río de la Plata desde Buenos Aires hasta Montevideo, con eventuales prolongaciones hacia el sur brasileño. El Gasoducto Buenos Aires - Montevideo, constará de 215 Km. de caños, de los cuales 42 Km. atravesarán el Río de la Plata. Se prevé una inversión de cerca de US\$ 100 MM, en un consorcio liderado por la compañía Panamerican (Bridas / Amoco), en el que la empresa uruguaya ANCAP se reserva el 20%.



V. EL ESCENARIO POST-REFORMAS: ASPECTOS MICROSECTORIALES

La desregulación y privatización del sector energético ha dado lugar al surgimiento de fenómenos microsectoriales antes ausentes. Decisiones y conflictos que antes eran resueltos en el ámbito de la política pública quedaron ahora en manos de las empresas privadas. En esta sección se discuten algunos de los aspectos microsectoriales que se consideran relevantes en la evolución de los distintos segmentos del sector hidrocarburífero.

1. La integración vertical: gas / electricidad; gas / petroquímica

El proceso de reforma del sector hidrocarburos ha producido un gran desarrollo de la industria gasífera, antes castigada por regulaciones y precios muy poco atractivos. Sin embargo, mientras que el fuerte crecimiento de la producción de petróleo pudo volcarse sin inconvenientes al mercado externo, en el caso del gas las características del producto hacen mucho más difícil su comercialización, más aún si consideramos que la estructura de la matriz energética argentina indica que el país ha alcanzado consumos de gas relativamente elevados.⁵⁹

En este contexto, y con una creciente abundancia de gas por las nuevas reservas en la Cuenca Austral y en la Noroeste que en los últimos años se han sumado al megayacimiento gasífero de Loma La Lata en Neuquén, los productores gasíferos han procurado encontrar nuevas fuentes de demanda que permitan evacuar al menos parcialmente la creciente oferta sin deprimir los precios. Así surgen los proyectos de integración vertical en la cadena de valor, en particular en la petroquímica y en la generación de energía eléctrica a partir del gas.

1.1 Los proyectos petroquímicos

La industria petroquímica fue durante la década del '80 la última de las industrias de bienes intermedios de uso difundido en desarrollarse en Argentina bajo el modelo de economía cerrada. En los primeros años de la reforma estructural de los '90 la desregulación y la apertura produjeron un ajuste importante en el sector petroquímico, que incluyó la quiebra y cierre de algunas empresas.⁶⁰

Pasado el impacto inicial del *shock* estructural, la existencia de una oferta de gas abundante y a precios competitivos comienza a convertir a la petroquímica en un negocio atractivo, tanto para los productores locales de hidrocarburos como para las grandes empresas petroquímicas del mundo. Aparecieron entonces proyectos intensivos en el uso de gas natural para la fabricación de productos transables, en general orientados al mercado regional (Brasil).

Uno de los proyectos importantes actualmente en desarrollo es el Mega, una sociedad conformada por YPF, Petrobrás y Dow Chemical. Con una inversión de US\$ 700 MM localizada en Neuquén y en el complejo petroquímico de Bahía Blanca, el Mega obtendrá propano y butano a ser vendido en el mercado brasileño, y etano para la ampliación de la planta de etileno de Petroquímica Bahía Blanca, adquirida en 1995 en el final del proceso de privatizaciones por un consorcio formado por YPF, Itochu y Dow Chemical .

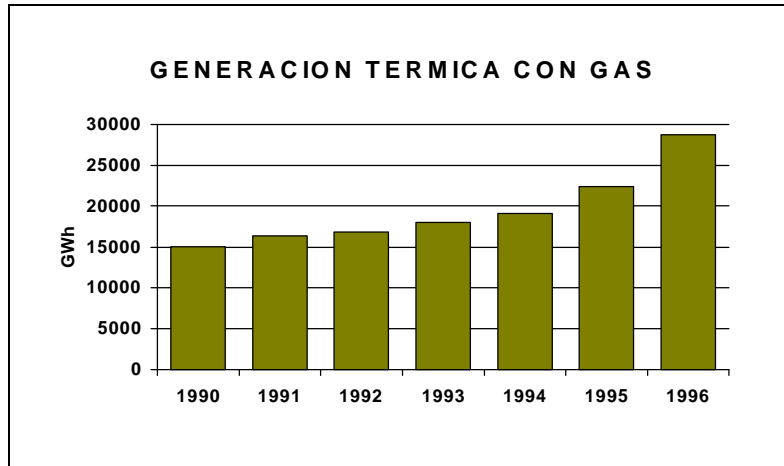
YPF también participará en la construcción de una planta de fertilizantes en Bahía Blanca, en sociedad con otro productor doméstico de hidrocarburos (Pérez Companc) y con la empresa canadiense Agrium. De acuerdo al proyecto, actualmente en la fase inicial de construcción, la planta producirá 1 millón de toneladas anuales de fertilizantes, con una inversión de US\$ 600 millones. Este proyecto, que comenzará a operar en julio del año 2000, estaría orientado principalmente al mercado doméstico, ya que el consumo anual por hectárea de la Argentina (36 Kg.) es sustancialmente inferior al promedio internacional, y se espera un desarrollo significativo en el campo.

La Provincia del Neuquén ha fomentado la radicación de un proyecto petroquímico en la ciudad de Cutral-Có⁶¹, ofreciendo como incentivo la provisión de 1 millón de m³ diarios de gas natural, a un precio promocional un 50% inferior al precio vigente en la cuenca. En el marco de este esquema de incentivos, YPF S.A. ha anunciado la construcción de una planta de metanol con una capacidad de 400000 ton. anuales. El producto estaría dirigido principalmente al mercado regional (Argentina y Brasil), con algunas exportaciones a mercados más lejanos.

1.2 La generación eléctrica

La generación térmica de electricidad ha sido otra “salida” para la creciente producción de gas natural. Como el de hidrocarburos, el sector eléctrico argentino vivió una profunda transformación en los primeros años ‘90⁶². Como consecuencia de este proceso el sector eléctrico opera hoy en el segmento de generación bajo un esquema extremadamente competitivo. Los generadores son ordenados de acuerdo a su costo marginal de generación: primero se ubican las hidroeléctricas y nucleares, y luego todas las térmicas en función de su eficiencia y el costo del combustible utilizado. Con este ránking de productores, un organismo central organiza el despacho en función de las necesidades coyunturales de la demanda. Comienzan a generar quienes presentan un costo marginal inferior, y el costo marginal del último productor que despacha define el precio de la energía en el mercado.

En un escenario de demanda eléctrica creciente y con un nivel de obsolescencia elevado de gran parte de los equipos térmicos existentes, este esquema incentivó el ingreso directo y/o indirecto de los productores de gas al mercado de generación eléctrica. La generación térmica a gas se expandió un 11% promedio anual entre 1990 y 1996, aunque debe señalarse que estos últimos años fueron particularmente favorables por la baja hidraulicidad.

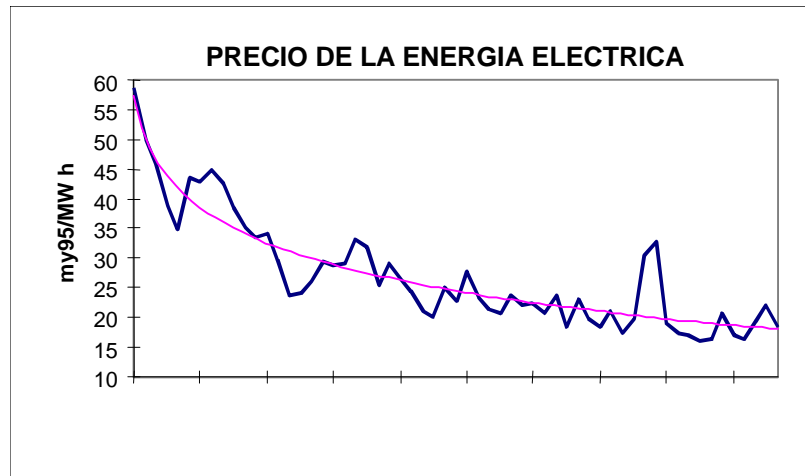


La creciente expansión de la oferta eléctrica, en parte atribuible a la construcción de nuevas usinas térmicas, ha provocado un marcado descenso de los precios eléctricos, más allá de algunos picos circunstanciales explicados por la estacionalidad de la demanda y restricciones transitorias en la oferta.

La duda es si la baja de precios ha sido anticipada por todos los productores que invirtieron, o si, por el contrario, quienes en su momento aprovecharon la oportunidad de vender más gas a través del mercado eléctrico ignoraron que otros podían hacer lo mismo produciendo una continua reducción del precio eléctrico.

Lo cierto es que la cantidad de proyectos térmicos concluidos o en ejecución colocan al sistema en riesgo de sobreoferta, fenómeno que puede agravarse si se registran dos o tres temporadas seguidas de alta hidraulicidad. Una vez realizada la inversión, los generadores intentarán asegurarse el despacho de cualquier manera, aún declarando costos del combustible inferiores a los reales, potenciando la baja de precios eléctricos. La existencia de un cargo por potencia fijado por las autoridades que sólo es percibido por los generadores que despachan, potencia esta tendencia a la subdeclaración como manera de asegurarse el despacho.

En este escenario, los precios bajos desalentarían todos los nuevos proyectos de generación, fenómeno que junto con el crecimiento de la demanda permitiría una gradual recuperación de los precios a sus niveles de equilibrio.



2. Los conflictos entre las refinadoras y las estaciones de servicio

La desregulación implementada a partir de 1991 modificó el tratamiento dado a las bocas de expendio de combustibles. Antes de la desregulación, la boca de expendio era otorgada por las autoridades a las petroleras, que a su vez trabajan con expendedores privados (dueños del terreno y de las instalaciones) a través de contratos de largo plazo.

Como fue mencionado, uno de los Decretos de 1989 liberalizó la apertura de nuevas bocas de cualquier bandera, existiendo sólo requisitos técnicos y de seguridad. Sin embargo, se mantuvo la vigencia de los contratos preexistentes, en general a 10/15 años de plazo. Esta decisión desembocó necesariamente en un conflicto. Al transferirle al estacionero la propiedad de la boca de expendio (antes en poder de las petroleras), el Estado cedió al dueño de las estaciones parte de la renta contenida en los precios al público, relacionada con la localización de la estación.⁶³ Muchos estacioneros no pudieron, sin embargo, usufructuar esta renta, ya que estaban atados a un contrato de exclusividad con una determinada empresa refinadora, obligados a comprar al precio por ella fijado.

Desde el punto de vista teórico, en un mercado en el que un productor vende sus productos a través de distribuidores mayoristas que tienen cierto poder monopólico, el productor debe instrumentar mecanismos que eviten el problema del “doble monopolio”.⁶⁴

En el esquema regulado en el que los precios en todas las etapas eran fijados por la Secretaría de Energía, este problema no existía. A partir de la desregulación las empresas comenzaron a enfrentarlo, utilizando diversos mecanismos para evitarlo. Surge así el desarrollo de redes propias, el mecanismo de consignación de productos y la fijación de precios “sugeridos” (lo que en teoría se conoce como cláusula de *Resale Price Maintenance*, que impone al revendedor una cláusula que lo obliga a mantener el precio de reventa en el nivel óptimo para el productor).

Este sistema puede funcionar en la medida en que haya un único productor, o que exista un grupo relativamente reducido de productores con acuerdos explícitos o implícitos de no vender productos a precios más bajos en las redes de los competidores. En la medida en que la competencia se intensifica, mantener la exclusividad en las compras del estacionero es una tarea sumamente difícil para las petroleras.

En este contexto aparecieron en el mercado argentino los llamados “camiones blancos”, término con el que se conoce al abastecimiento a las estaciones de bandera por parte de empresas que comercializan combustible sin marca (presumiblemente importado), a precios sustancialmente inferiores a los de las refinadoras. Violando los compromisos de exclusividad, muchas estaciones mantuvieron ciertos niveles mínimos de compra a la refinadora, adquiriendo el resto a los “camiones blancos”.

Los “camiones blancos” se convirtieron en un problema importante para las empresas refinadoras/comercializadoras. Amen de la solución legal (la apelación a los contratos de exclusividad violados), las empresas debieron diseñar estrategias complementarias. Además de las ya mencionadas (la venta de productos en consignación, es decir, con mayor control por parte de la refinadoras), la política de inversiones de las petroleras en mejoras de estaciones de terceros se orientó a “contener” las presiones hacia la adquisición de combustible sin marca.

3. La nueva Ley de Hidrocarburos y los cambios en el esquema exploratorio

Como fue comentado, el profundo cambio que sufrió el marco regulatorio de la industria de hidrocarburos fue realizado a través de decretos, sin modificar la Ley 17319 de Hidrocarburos vigente desde 1967. Si bien esta Ley contiene cierto grado de flexibilidad como para adaptarse tanto a una economía regulada como a una de libre mercado, los cambios incorporados fueron haciendo necesaria la sanción de una nueva Ley. Cuando en 1992 se transfirió por Ley 24135 el dominio de los hidrocarburos desde la Nación a las Provincias ya se hace imprescindible modificar a la vieja Ley 17319, necesidad que fue incluso expresada por los legisladores en la Ley de Federalización y Privatización de YPF.⁶⁵

Luego de arduas y prolongadas discusiones, a comienzos de 1998 la nueva Ley de Hidrocarburos está aún pendiente. Durante 1997 el proyecto fue votado en el Senado, pero su falta de aprobación en Diputados en el tiempo requerido determinó la pérdida de estado parlamentario, obligando a una nueva sanción en las dos cámaras. Entre otros puntos, la nueva Ley buscaría confirmar la federalización de los hidrocarburos, por lo que a partir de su sanción las nuevas concesiones de áreas de exploración quedarán a cargo de las provincias respectivas, manteniéndose en la órbita del Gobierno Nacional sólo las áreas off-shore.

La transferencia del poder de concesión desde la Nación hacia las Provincias abre la posibilidad de que se introduzcan modificaciones en las características del esquema exploratorio. Como fue señalado, hasta ahora las concesiones exploratorias se otorgan a quien ofrece mayores montos de inversión, y una vez que los yacimientos producen, el Estado participa de la renta del

recurso a través de regalías del 12% del valor en boca de pozo.⁶⁶ Al no contemplar la presencia de externalidades en la generación de información asociada a la exploración⁶⁷, el esquema actual ha sesgado las inversiones a las cuencas ya explotadas, en donde la existencia de información previamente producida por otras empresas que exploraron o explotaron la región aumenta las probabilidades de éxito exploratorio. Una flexibilización en las alícuotas de regalías (que conduzca a regalías reducidas para los eventuales descubrimientos en cuencas poco exploradas) tendería a solucionar este problema.

Independientemente del tema exploratorio, la flexibilidad en las alícuotas de regalías es necesaria por cuestiones de eficiencia (al igual que un impuesto, distorsiona la decisión óptima de producción, tendiendo a la subextracción del recurso). Teniendo en cuenta que los costos de extracción promedio son diferentes en las distintas cuencas, es probable que los Estados Provinciales tiendan a fijar alícuotas diferentes de regalías, procurando extraer la mayor parte de la renta petrolera pero conscientes de las características particulares de sus yacimientos.

La transición en materia de autoridad concedente desde la Nación a las Provincias será un proceso difícil, en virtud de la inexperiencia de estas últimas. Sin embargo, teniendo en cuenta que en algunas provincias los ingresos provenientes de la actividad hidrocarburífera representan casi un cuarto del total de recursos públicos, es de esperar que en poco tiempo las principales provincias productoras organicen equipos profesionalizados que puedan lidiar correctamente con los desafíos y responsabilidades derivadas del manejo del dominio de los hidrocarburos.

Cuadro 14
INGRESOS POR REGALÍAS Y TOTAL DE RECURSOS PROVINCIAS PETROLERAS
(en US\$ MM -1996)

	Regalías Petróleo (a)	Gas (b)	Total (c)	Total de Recursos (d)	(c) / (d) (e)
Neuquén	220.5	85.4	305.9	909.6	24.2%
Río Negro	26.5	3.2	29.7	596.9	4.5%
Jujuy	0.3	0.0	0.3	551.5	0.1%
Formosa	3.4	0.0	3.4	556.3	0.6%
Salta	7.8	15.8	23.7	767.5	1.0%
Santa Cruz	165.2	11.4	176.6	701.8	23.5%
Tierra del Fuego	23.8	11.4	35.3	320.9	7.4%
Chubut	77.5	0.1	77.6	490	15.8%
Mendoza	80.1	0.4	80.5	1089.5	7.3%
La Pampa	5.6	0.4	6.0	454.6	7.3%
TOTAL	610.7	128.2	738.9	6438.6	9.5%

Fuente: Elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e Informe Económico Regional.

4. Las distorsiones impositivas

Históricamente la Argentina ha gravado de manera diferencial al consumo de naftas y gasoil, dado el carácter de insumo productivo de este último en actividades importantes como la producción agropecuaria y el transporte de carga y pasajeros. Como se comentó previamente, esta distorsión

ha sesgado al consumo hacia el gasoil. En los últimos años han proliferado los automóviles de pasajeros a gasoil, siendo consumidores comunes (no ya productores agropecuarios y transportistas) los que se han beneficiado con los menores impuestos sobre el gasoil.⁶⁸

El desplazamiento del consumo hacia el gasoil perjudica a las refinerías, ya que al alejar a la demanda relativa entre naftas y gasoil de la relación técnica que surge de las refinerías obliga a las empresas refinadoras a producir para la demanda doméstica de naftas e importar gasoil, o producir para la demanda doméstica de gasoil y exportar naftas. Dado que importar es más costoso que producir, y exportar es menos rentable que vender en el mercado doméstico, este desbalanceo creado por los impuestos afecta negativamente a la rentabilidad de las refinerías.

Cuadro 15
IMPUESTO A LA TRANSFERENCIA DE COMBUSTIBLES
(\$ metro cúbico)

	Gas Oil	Común c/ plomo	Común s/ plomo	Súper C.Plomo	Súper s/ plomo
1/09/91	61.4	272.9	267.9	366.5	361.5
14/11/92	0	272.9	237.9	366.5	331.5
1/09/93	0	287.8	250.9	386.5	349.6
16/04/96	0	287.8	287.8	386.5	386.5
1/10/96	120	387.8	387.8	486.5	486.5

La mayor demanda relativa de gasoil ha inducido inversiones por parte de las empresas refinadoras para maximizar la producción de este derivado, aumentando la recuperación de pesados.

5. El rol de los organismos reguladores

El desarrollo de las privatizaciones de servicios públicos antes en poder del Estado abrió espacio para el surgimiento de los organismos reguladores en todos aquellos mercados que por sus características (monopolios naturales) requieren de cierto control estatal. En el sector energético se aplican regulaciones sobre el transporte y la distribución de gas a través del Enargas. La Secretaría de Energía mantiene facultades de contralor, entre otras la autorización previa para los proyectos de exportación de gas. También ha comenzado a cobrar importancia la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, organismo encargado de impedir prácticas anticompetitivas en todos los mercados, que ha tenido actuación sobre el sector energético.

5.1 El Enargas

Como fue comentado previamente, el Enargas fue creado por la Ley 24076 de privatización de la distribución y transporte de gas natural. Los objetivos del Ente son proteger los derechos de los consumidores, promover la competencia en el sector, asegurar inversiones de largo plazo, regular los servicios de transporte y distribución y asegurar tarifas no discriminatorias y justas.

Las actividades del Enargas en el plano regulatorio se han concentrado en los siguientes ítems:

- a) **Expansión del sistema de transporte.** El Enargas ha intervenido aprobando las ampliaciones de las redes troncales entregadas en concesión a TGN y TGS, aprobando proyectos de exportación a países vecinos, y evaluando proyectos de transporte presentados por los productores de gas. El tema que mayores polémicas ha suscitado son las aprobaciones para los proyectos de exportación de gas, en las que interviene también la Secretaría de Energía .
- b) **Expansión del sistema de distribución.** El Enargas ha supervisado y dictado las normas para las ampliaciones de las redes, a ser construidas tanto por las licenciatarias como por terceros. Se autoriza el establecimiento de subdistribuidores, que operan pequeñas redes en el ámbito geográfico de las licenciatarias.
- c) **Tarifas.** El rol del Enargas como órgano regulador de las tarifas de transporte y distribución es sin dudas uno de los más importantes y polémicos. Las tarifas sufren anualmente 4 reajustes que son autorizados por el Ente: dos de ellas corresponden a ajustes por inflación, y las otras dos a variaciones en el precio del gas en boca de pozo. El primer ítem no ha generado mayores controversias, ya que la regla es muy clara: los componentes de transporte y distribución de las tarifas al público son ajustados por la variación en los precios al productor de Estados Unidos.

Los problemas aparecieron con el pass-through del precio de gas boca de pozo. La metodología establece que para cada período estacional (invierno/verano) las distribuidoras deben presentarse con sus contratos de provisión de sus necesidades de gas para el período considerado, en los que figura el precio pactado . La preocupación del Gobierno en relación a la falta de competencia en la producción doméstica de gas, elemento basal de la regulación, lo ha llevado a promover distintas acciones dirigidas a presionar a las distribuidoras para minimizar los aumentos de tarifas. Entre otras medidas, en 1995 el Poder Ejecutivo dispuso la fijación de una banda de precios por cuenca con un mecanismo optativo en el que las distribuidoras son premiadas por obtener bajos precios, y son penalizadas por obtener precios elevados. Con distintos argumentos, el Enargas se ha mostrado en general reticente a aprobar totalmente los aumentos solicitados por las empresas distribuidoras.

El Enargas desarrolla también tareas de fiscalización de la actividad, e impone sanciones a las licenciatarias por diversos incumplimientos en materia de calidad del servicio, seguridad y desarrollo de los planes de inversiones. En 1993 el Enargas aplicó 9 multas por un valor de US\$ 0.9 MM, en 1994 aplicó 2 apercibimientos y 12 multas por un valor de US\$ 0.58 MM y en 1995 hubo 4 apercibimientos y 24 multas por US\$ 1.9 MM. Las sanciones en general corresponden a facturación incorrecta, negligencia en detección de fugas y odorización del gas, incumplimientos de los planes de inversiones, e interrupción indebida del suministro.

5.2 La Secretaría de Energía y las exportaciones de gas

La Ley 24706 que estableció el marco regulatorio para el nuevo funcionamiento del mercado de gas fijó en su Artículo 3 el requisito de autorización por parte del Poder Ejecutivo Nacional para

las exportaciones de gas. Este artículo señala que las exportaciones deberán ser autorizadas “...*en la medida en que no se afecte el abastecimiento interno*”.

Desde ya esta condición es lo suficientemente ambigua como para justificar enfoques muy distintos. De alguna manera u otra un proyecto de exportación de gas de suficiente envergadura afectará el abastecimiento interno, al menos con aumentos potenciales de precios, por lo que la Ley podría justificar restricciones a las exportaciones si esta fuera la decisión política de las autoridades.

La responsabilidad de decir sí o no ha recaído en la Secretaría de Energía. Hasta ahora no ha habido proyectos rechazados, pero la perspectiva de construcción de grandes gasoductos ha reactualizado la discusión en torno a las autorizaciones. La intención de las autoridades es diseñar un esquema automático que limite la discrecionalidad de los funcionarios para la aprobación o el rechazo. En este sentido, se estaría pensando en un esquema de audiencias públicas para cada proyecto, en el que cualquier consumidor doméstico tenga el derecho de primera opción sobre el proyecto, es decir, pueda optar por adquirir los volúmenes de gas comprometidos a los precios y características pactadas en la exportación. En el caso de que ningún comprador local opte por adquirir el proyecto, las exportaciones quedarían aprobadas.

5.3 La Comisión de Defensa de la Competencia

La Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC) dependiente de la Secretaría de Industria de la Nación es el organismo que vela por la aplicación de la ley antimonopolios argentina, sancionada en 1980 pero prácticamente en desuso hasta hace pocos años.⁶⁹

En la gestión del ministro Cavallo se le dio mayor impulso a la defensa de la competencia, con la creación y conformación de la CNDC. En lo que hace al sector combustibles, la CNDC ha realizado algunas actuaciones en relación a conductas oligopólicas en el expendio de naftas y gasoil, y en la actualidad tramita una denuncia de oficio contra la empresa YPF S.A. por abuso de posición dominante en el mercado de gas licuado de petróleo (GLP). En los comienzos de 1998, la baja en el precio internacional del crudo motivó al Gobierno a presionar a la CNDC para que actúe contra las empresas refinadoras, que a su juicio no han trasladado a los precios finales el impacto de la reducción en el costo del principal insumo.

De aprobarse las modificaciones a la Ley que se tramitan en el Parlamento, la CNDC tendrá también atribuciones para aprobar eventuales fusiones y adquisiciones de empresas en Argentina, lo que sin duda tendría gran impacto en la industria de los hidrocarburos.

6. Integración Regional

Desde mediados de los '80s la Argentina inició un proceso de integración comercial con Brasil (al que luego se sumaron Uruguay y Paraguay) que culminó con la puesta en marcha del Mercosur en enero de 1995. El mercado regional resultante se convirtió entonces en el foco de las inversiones en nuestro país. En la industria de los hidrocarburos, el Mercosur y más en particular Brasil,

muestra un peso creciente a la hora de explicar las decisiones de inversión. El mercado consumidor brasileño registra un tamaño y una perspectiva de crecimiento muy atractiva, que en el caso de los hidrocarburos se potencia por el carácter de importador neto de Brasil en petróleo, gas natural y GLP.

El petróleo, por la facilidad relativa de transporte en relación al gas, fue el primer hidrocarburo que luego de la desregulación comenzó a jugar un rol importante en el comercio regional. Con la construcción del Oleoducto Transandino en 1994, Chile se consolidó como un importante comprador de crudo argentino. Cabe destacar que la producción de petróleo doméstica en Chile es mínima por lo que la refinación, en manos de la estatal ENAP, es realizada con crudos de importación. En 1997 Argentina exportó a Chile aproximadamente 5.7 millones de metros cúbicos de petróleo, el 29% del total exportado. Desde la perspectiva chilena, las importaciones desde Argentina corresponden al 53% de la importación total de crudo realizada por ENAP. El restante 47% lo constituyen las importaciones desde otros países sudamericanos (20%), y desde Africa (27%).⁷⁰

Brasil se convirtió rápidamente en el principal destino de los crudos argentinos. Con el atractivo de un nivel de importaciones netas de petróleo de 490 mil barriles / día en 1996, los productores argentinos aprovecharon la ventaja en términos de flete y lograron convertirse en el principal país proveedor de crudo de Brasil, desplazando a Arabia Saudita. En 1997 el 34% de las exportaciones argentinas de petróleo crudo se dirigieron a Brasil. La conformación asimétrica de los sectores en ambos países (Petrobrás como único demandante en Brasil y una oferta argentina conformada por múltiples productores) provocó que Brasil se apropie prácticamente de toda la renta generada por las diferencias de flete, pagando en Argentina valores apenas por encima de la paridad de exportación a terceros países.

Chile y Brasil han sido también destinos importantes para las exportaciones de gas licuado. Durante el año 1995 Brasil adquirió el 38% de las exportaciones argentinas de gas licuado. Hacia el futuro, la magnitud de la demanda externa neta brasileña ha sido el motor de la empresa MEGA, que como fue mencionado, exportará el total de su producción de propano y butano a Brasil. En el caso de Chile, las exportaciones se realizan a través de un propanoducto localizado en el sur del país, y en camión por los distintos pasos cordilleranos. En el segundo semestre de 1997 el 21% del total de gas licuado importado por Chile correspondió a productos de la Argentina.

El desarrollo del comercio regional de gas natural ha sido más lento por las características específicas del transporte de este producto, pero como se discute en la sección respectiva, se esperan grandes inversiones en este rubro para los próximos años.

VI. CONCLUSIONES Y PERSPECTIVAS

La dinámica del sector de hidrocarburos en Argentina cambió radicalmente como consecuencia del proceso de desregulación de los mercados y privatización de las grandes empresas estatales. Seguramente hay pocos antecedentes de cambios en un sector con igual velocidad y profundidad.

En este contexto, la reforma se tradujo en una mejora de los indicadores de desempeño sectorial, con mayores niveles de inversión, producción y eficiencia. El proceso generó también importantes cambios en la participación de los distintos actores en la renta generada por los hidrocarburos, siendo uno de los principales perjudicados los consumidores (incluyendo quienes utilizan a los hidrocarburos como insumos), que dejaron de recibir productos a precios subsidiados. Como contrapartida, el Estado se libró de la carga que esos subsidios representaban, en términos de pérdidas en las empresas estatales involucradas. En este sentido, Gerchunoff y Coloma (1992) estimaron que en 1988 la renta gasífera se distribuía en un 17% para los productores, un 128% para los consumidores y un -45% (renta negativa) para el Estado. En 1992, con la desregulación y privatización, los porcentajes cambiaron a 34% para los productores, 19% para el Estado (a través de regalías y otros impuestos) y 47% los consumidores.

1. Las estrategias empresarias

En este nuevo escenario signado por la competencia, se ha venido registrando una fuerte internacionalización de las actividades, reflejada no sólo en las operaciones de comercio exterior, sino también en importantes inversiones de las compañías extranjeras en Argentina, así como también las empresas argentinas que sobrevivieron al proceso comienzan a realizar inversiones en el exterior, en particular en América Latina.⁷¹

La internacionalización sometió a las compañías privadas argentinas, en general pequeñas de acuerdo a los estándares de la industria petrolera mundial, a una intensa presión. Su limitada capacidad en términos operativos y de disponibilidad de recursos les impidió competir en igualdad de condiciones con las *majors*, mientras que simultáneamente sus activos en Argentina se revalorizaban al compás de la estabilidad macroeconómica y de la consolidación de las nuevas reglas de la industria petrolera doméstica.

En este contexto fueron muchas las compañías que se vendieron. En los últimos años la empresa española Repsol adquirió el 45% de Pluspetrol, el control de la centenaria firma doméstica Astra, y posteriormente adquirió activos del downstream al Grupo Comercial del Plata. En 1997 la empresa Bridas, propiedad de la familia Bulgheroni, cerró un acuerdo regional con Amoco, fusionándose en una nueva compañía llamada Panamerican, que cubre geográficamente

operaciones en Argentina, el sur de Brasil, y el resto del Cono Sur. Entre las compañías pequeñas argentinas que no se han vendido se destacan Petrolera San Jorge, que posee el último gran descubrimiento de petróleo en Huantraico (Neuquén), y Tecpetrol, que posee el respaldo del grupo Techint.

En el downstream, la modificación más importante en el panorama empresarial dominado por YPF, Shell y Esso fue el surgimiento de EG3, compañía que surgió de la fusión de tres marcas muy pequeñas (Puma, Isaura y Astra), y que finalmente fue absorbida por Repsol, alcanzando un market share cercano al 12% en el mercado de naftas y gasoil. Otra compañía pequeña que apuesta al crecimiento es Sol Petróleo, una antigua petrolera argentina (recientemente fue parcialmente adquirida por Ultramar Diamond Shamrock) que luego de la desregulación concentró sus actividades en el downstream. Avanzando en áreas relativamente marginales (el Gran Buenos Aires y el interior del país), Sol Petróleo logró expandir sus estaciones de 62 a fines de 1996 a 180 en los comienzos de 1998, estimándose un total de 250 estaciones para fines de año. La compañía cuenta con una pequeña refinería en la localidad de Campana.

YPF y Pérez Companc son las dos compañías que no sólo no han sido absorbidas por terceros, sino que por el contrario están internacionalizando sus actividades. En el caso de YPF la internacionalización comenzó con la adquisición de Maxus en 1995, a través de la cual YPF sumó campos productores de gas y petróleo en Indonesia, Estados Unidos, Bolivia, Ecuador y Venezuela. La presencia de YPF en Bolivia se incrementó con la adquisición de una participación en el 50% de Andina (una de las dos compañías resultantes de la capitalización de la empresa estatal boliviana YPFB), junto con Pérez Companc y Pluspetrol. El 50% restante permanece en manos del Estado boliviano administrado por Fondos de Pensión. En Brasil YPF ha comentado su intención de asociarse en áreas de exploración y producción con Petrobrás, aunque el proceso aún está sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) de ese país.

En el segmento downstream la expansión regional de YPF se ha traducido en redes de estaciones de servicio en Chile y Perú, participación en una refinería en este último país, y ya en 1998, la compra de una refinería y una pequeña red de estaciones de servicio en el recientemente desregulado mercado brasileño.

La empresa Pérez Companc, segundo productor de petróleo en Argentina, ha desarrollado también una estrategia de expansión hacia América Latina, con el objetivo de expandir sus reservas de petróleo y gas. En este marco, como ya fue mencionado, Pérez Companc adquirió una participación en Andina Bolivia. De acuerdo a lo estipulado en la capitalización, Andina deberá invertir cerca de US\$ 270 MM en los próximos años, orientados fundamentalmente a desarrollar las reservas de gas que abastecerán al gasoducto Bolivia-Brasil. Pérez Companc se ha posicionado también en Venezuela, donde participa en el área "Oritupano-Leona", el bloque exploratorio San Carlos y tres áreas más obtenidas en 1996. También se desarrollan tareas exploratorias en Ecuador, en el Bloque 31, y en Perú. Como todas las petroleras, PC está a la espera de las oportunidades para trabajar en el *upstream* brasileño.

En una escala más pequeña, Pluspetrol ha seguido una estrategia similar a la de YPF y Pérez Companc, extendiendo sus actividades a países vecinos como Bolivia, Perú y Colombia. De acuerdo a entrevistas periodísticas, en los próximos años Pluspetrol planea invertir US\$ 700 MM para ampliar sus operaciones de upstream, que fundamentalmente apuntan al mercado de gas en el eje Bolivia / Brasil / Chile. Entre otros proyectos, la compañía participa en el consorcio que lleva adelante el Gasoducto Atacama, que como fue mencionado, es uno de los proyectos que compite por transportar gas del norte argentino al norte de Chile.

Compañía General de Combustibles, del grupo Soldati, vendió sus activos de downstream pero no se retiró del negocio energético. Al igual que sus pares, a sus áreas de producción y exploración en Argentina adicionó áreas en América Latina (Venezuela, Ecuador y Guatemala).

Dejando de lado la dimensión geográfica y entrando a la dimensión vertical de la cadena de negocios, también se observan denominadores comunes en el comportamiento de las compañías petroleras. La integración vertical desde la producción de petróleo y gas hacia la petroquímica y la generación eléctrica están presentes en las principales compañías. Como fue comentado, YPF adquirió Petroquímica La Plata, tiene una participación en el Polo de Bahía Blanca y está desarrollando dos importantes proyectos petroquímicos: el Mega y Profértil. En el mercado eléctrico, YPF está desarrollando proyectos de cogeneración en algunas de sus refinerías y en el Polo Petroquímico de Bahía Blanca.

Pérez Companc, un hóliding con actividades sumamente diversas, participa prácticamente en todos los subsectores del sector energético. Además de ser socia de YPF en el proyecto Profertil, posee el 100% de PASA y posee intereses en Unistar, Petroquímica Cuyo, Refinor y Refisan. En el mercado gasífero, la producción está integrada con participación accionaria en transporte (Transportadora de Gas del Sur) y distribución (Metrogas).

En el mercado eléctrico, Pérez Companc posee participación en los tres tramos de la cadena: en generación posee un pequeño porcentaje en Central Costanera y recientemente invirtió US\$ 230 millones para la construcción de una termogeneradora de ciclo combinado (Genelba) de 660 Mw de potencia cerca de Buenos Aires. En transporte adquirió acciones de Transener (líneas de alta tensión), y en distribución posee participación en Edesur, una de las compañías que sirve a la ciudad de Buenos Aires.

2. Perspectivas

Si bien es natural que el boom producido por la desregulación y privatización tienda a desacelerarse, las perspectivas de inversión en el sector energético siguen siendo auspiciosas. De acuerdo a proyecciones oficiales, para el período 1998-2000 el sector de petróleo, gas, derivados y petroquímica recibirá inversiones directas por US\$ 12800 millones, de los cuales el 30% corresponde al upstream, 23% a downstream, 21% petroquímica, 20% transporte y distribución de gas, y el 6% restante a ductos.⁷²

La tendencia muestra que las inversiones se orientarán más al gas que al petróleo, por la abundancia relativa de este recurso y las posibilidades de exportación a países vecinos. Según declaraciones del titular del ENARGAS, tan solo en el sector de transporte y distribución de gas para el nuevo quinquenio que se inicia en 1998 se esperan inversiones por US\$ 2200 MM, que posibilitarán el acceso a las redes a 400 mil consumidores domiciliarios.⁷³

Es de esperar también que los niveles de competencia en los mercados domésticos se profundicen aún más. En el downstream, con el arribo y consolidación de nuevos competidores, la regularización de las importaciones de productos y el propio aprendizaje de los consumidores relacionado con las diferencias de precio y calidades de los productos. En gas, la concentración de la oferta será al menos parcialmente compensada con una mayor integración de la red de gasoductos, que aceitará las transacciones de producto y de capacidad de transporte, permitiendo una competencia efectiva.

En lo que hace a la producción de petróleo el desafío de los próximos años será aumentar (o al menos mantener) los niveles de producción alcanzado. Como fue discutido en este trabajo, la fuerte y sostenida expansión de la producción y las reservas experimentada durante los años posteriores a la reforma se logró fundamentalmente mejorando la extracción en yacimientos previamente descubiertos, sin que existan grandes descubrimientos. Las inversiones en exploración han sido elevadas, pero la geología no ha respondido.

El incremento en la tasa de extracción, sin embargo, tiene un límite dado por la tecnología y las relaciones de precios y costos. El desafío de la política petrolera será maximizar los incentivos para la exploración, pero de no mediar un gran descubrimiento se tornará inevitable la caída de la producción, en función de la curva de declinación de los pozos existentes.

¿Sería la caída de la producción una señal de fracaso del proceso de desregulación y privatización en el sector hidrocarburos? No necesariamente, pero en ese escenario es probable que el consenso que hoy existe en relación a las reglas básicas que regulan la actividad tienda a debilitarse. Una evolución de este tipo podría afectar el desarrollo de otras actividades, como el gas natural y/o el downstream.

Notas

BIBLIOGRAFÍA

- Bastos, C.; A. Abdala (1993), “Transformación del sector eléctrico argentino”
- Buchanan, J.E; (1973), “Politics and petroleum development in Argentina: 1916-1930”
- Cambridge Energy Research Association (CERA) (1995), “Transforming Latin America energy future”
- Canadian Energy Research Institute (CERI) (1997), “South America natural gas trade: The road ahead”, Canadá, noviembre.
- Centro de estudios para la producción (1998), *Notas de la Economía Real* No. 6
- CEPAL (1989), *Notas sobre la economía argentina*
- Chudnovsky, D y A.López (1997) “Auge y ocaso del capitalismo asistido. La industria petroquímica latinoamericana”, Alianza Editorial, CEPAL/ IDRC
- Comisión Nacional de Valores (CNV), *Boletín Informativo*, varios números
- Diario Ambito Financiero, varios números
- Diario BAE, varios números.
- Diario El Cronista Comercial, varios números.
- Diario Gazeta Mercantil, varios números.
- Empresa Nacional de Petróleo de Chile (1996), *Balance Anual*
- ENARGAS (1993 a 1997), *Informe Anual*, Buenos Aires.
- Estudio Broda y Asociados, *Carta Económica*, varios números.
- Fronidizi, Arturo (1956), “Petróleo y política”, Raigal (ed.), Buenos Aires
- Fronidizi, Arturo (1963), “Petróleo y nación”, Transición (ed.), Buenos Aires
- Gadano, N. y F. Sturzenegger (1997), “La privatización de reservas en el sector hidrocarburífero. El caso de Argentina.”, ILADES
- Gerchunoff, Pablo (1992), “Las privatizaciones en la Argentina”, Instituto Di Tella.

- Gerchunoff, P y G.Cánovas (1994), “Las privatizaciones en la Argentina: Impactos micro y macroeconómicos”, *Serie Reformas de Política Pública*, No.21
- Gerchunoff, P y G.Coloma (1992), “El sector gasífero argentino”, UTDT
- Givogri, C.A. y J.J.Novara (1987a), “Exploración y explotación de petróleo en Argentina: Aspectos principales y propuesta de reordenamiento”, IEERAL
- Givogri, C.A. y J.J.Novara (1987b) “Síntesis histórica de la exploración y producción petrolera en Argentina”, presentado en el *Seminario Nuevas Bases Institucionales para el Desarrollo Petrolero Argentino*, Instituto Di Tella, noviembre.
- Instituto Argentino del Petróleo/Secretaría de Energía, *Boletín de Combustibles*, Buenos Aires, varios números.
- John S.Herold (1998a), “Company Profile: Pérez Companc”, *Pacesetter E&O Strategies*, February.
- John S.Herold Pacesetter (1998b), “Company Profile: YPF”, *Pacesetter E&O Strategies*, February.
- Knoop, Carin (1995), “YPF Sociedad Anónima”, *Harvard Business School Case Study*
- Liceaga, José V. (1963), “Petróleo: Los contratos petroleros y los teóricos del déficit energético”
- Lopez, A. y M.Chidiak (1995), “Reestructuración productiva y gestión ambiental en la petroquímica argentina”, CENIT
- Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos (MEOSP) (1994), “Argentina en crecimiento: La reforma de la economía argentina”
- Moguillansky, G. (1997), “La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico argentino”, *Serie Reformas Económicas No.1*, CEPAL, LC/L.1070, septiembre, Santiago.
- Novaro, M.; Palermo, V. (1996), “Política y poder en el gobierno de Menem”, Norma-FLACSO (ed.)
- PEREZ COMPANC, *Memorias Anuales*, varios números
- Philip, G. (1989), “Petróleo y política en América Latina. Movimientos nacionales y compañías estatales”
- Pistonesi, H.; Figueroa de la Vega, Francisco; Torres, S.M.; (1990), “La política de precios del petróleo aplicada en Argentina”, *Revista Desarrollo y Energía*.
- Silenzi de Stagni, A. (1955), “El Petróleo Argentino”, versión taquigráfica de una clase magistral impartida en la Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires.
- Tirole, Laffont, J. (1991), “The Economics of Procurement and Regulation”

Valazza, Ana Laura (1997), “La gestión política de las privatizaciones en tiempos de ajuste: estudio de los casos de Entel e YPF (1989-1997)”, *Tesis de Graduación*, Universidad de San Andrés.

Vickers J.; Yarrow, G.; (1988), “Privatization: An Economic Analysis”

YPF (1972), “YPF, una empresa al servicio del país 1922-1972”, publicación institucional.

YPF(1994 a 1997), *Annual Report*, varios números.

ANEXO ESTADISTICO

Cuadro 1
ARGENTINA: PRODUCCION E IMPORTACION DE PETROLEO
(en miles de m3)

Año	Producción	Importación	Año	Producción	Importación
1911	2	73	1955	4,850	4,624
1912	7	70	1956	4,931	4,753
1913	21	142	1957	5,398	6,698
1914	44	126	1958	5,669	7,555
1915	82	305	1959	7,087	5,944
1916	138	122	1960	10,153	3,685
1917	192	59	1961	13,428	2,082
1918	215	11	1962	15,614	1,215
1919	211	44	1963	15,444	950
1920	262	37	1964	15,943	1,708
1921	326	29	1965	15,625	4,086
1922	456	23	1966	16,655	4,030
1923	538	54	1967	18,232	2,913
1924	661	84	1968	19,953	2,358
1925	939	91	1969	20,167	2,602
1926	1,235	176	1970	22,802	1,684
1927	1,351	230	1971	24,557	2,540
1928	1,399	378	1972	25,195	1,736
1929	1,493	581	1973	24,440	3,394
1930	1,430	652	1974	24,022	3,429
1931	1,862	427	1975	22,968	2,486
1932	2,089	267	1976	23,147	3,524
1933	2,177	185	1977	25,047	3,414
1934	2,230	202	1978	26,255	2,477
1935	2,273	485	1979	27,434	2,009
1936	2,457	521	1980	28,566	2,529
1937	2,600	677	1981	28,852	1,447
1938	2,715	790	1982	28,470	823
1939	2,959	811	1983	28,474	-
1940	3,276	609	1984	27,838	-
1941	3,500	589	1985	26,675	-
1942	3,769	343	1986	25,179	-
1943	3,948	160	1987	24,857	-
1944	3,852	161	1988	26,123	-
1945	3,638	170	1989	26,713	-
1946	3,307	1,084	1990	28,005	-
1947	3,473	1,390	1991	28,505	247
1948	3,692	1,986	1992	32,246	11
1949	3,591	1,979	1993	34,468	157
1950	3,730	3,559	1994	38,393	558
1951	3,890	3,432	1995	41,739	600
1952	3,946	3,865	1996	45,545	934
1953	4,531	3,890	1997	48,426	1,116
1954	4,702	4,354			

Fuente: Elaboración Propia con datos del Instituto Argentino del Petróleo.

Cuadro 2
ARGENTINA: RESERVAS DE HIDROCARBUROS

	Petróleo miles de m3	Horizonte en Años	Gas millones de m3	Horizonte en Años
1988	362470	13.9	773016	34.0
1989	344623	12.9	743927	30.7
1990	249608	8.9	579056	25.2
1991	267618	9.4	592869	24.1
1992	320747	10.0	540899	21.6
1993	352441	10.2	516662	19.4
1994	358140	9.2	535328	19.3
1995	379402	9.1	619295	20.3
1996	411651	9.0	685587	19.8

Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Argentino del Petróleo.

Cuadro 3
ARGENTINA: EXPORTACIONES DE PETROLEO Y DERIVADOS
(miles de m3)

	Crudo	Gasoil	Naftas
1991	1,438	1,503	2,169
1992	3,066	1,760	1,922
1993	6,000	1,795	1,641
1994	11,828	1,019	1,709
1995	16,500	503	1,322
1996	18,887	718	1,252
1997	19,339	1142	1,507

Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Argentino del Petróleo.

Cuadro 4
ARGENTINA: POZOS TERMINADOS

	Explotación	Avanzada	Exploración	Total
1981	690	135	126	951
1982	701	133	109	943
1983	753	141	133	1027
1984	728	156	136	1020
1985	679	184	157	1020
1986	527	113	102	742
1987	689	154	98	941
1988	709	164	103	976
1989	597	114	98	809
1990	685	98	98	881
1991	809	83	100	992
1992	553	147	52	752
1993	544	121	106	771
1994	901	134	139	1174
1995	1474	149	165	1788
1996	1336	124	128	1588
1997	1084	115	94	1293

Fuente: Elaboración Propia con datos del Boletín de Combustibles.

Cuadro 5
YPF S.A. GASTOS DE CAPITAL
(en millones de dólares)

	1994	1995	1996	1997
Upstream Doméstico	1155	1741	1239	1075
-Exploración	313	315	237	202
-Desarrollo	791	1312	949	760
-Otros	51	114	53	113
Upstream Internacional	-	180	256	318
-Exploración	-	54	63	79
-Desarrollo	-	110	148	209
-Otros	-	16	45	30
Downstream	326	481	430	304
Otros	24	38	20	13
TOTAL	1505	2440	1945	1710

Fuente: YPF Annual Report.

Cuadro 6
ARGENTINA: INVERSION DIRECTA PROYECTADA
(en millones de dólares)

	Ampliación		Greenfield		Compras		TOTAL
	Extranjera	Nacional	Extranjera	Nacional	Extranjera	Nacional	
Derivados de Petróleo y Gas	2111	400	0	37	360	0	2908
Gas (transporte y distribución)	363	240	1132	485	135	200	2555
Oleoductos, Gasoductos,	0	0	517	222	0	0	739
Petróleo y Gas (extractiva)	2026	1373	0	131	175	140	3845
Petroquímica	859	186	655	1033	46	0	2779
TOTAL	5359	2199	2304	1908	716	340	12826

Fuente: Centro de Estudios para la Producción. Secretaría de Industria, Comercio y Minería.

Cuadro 7
YPF S.A. EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS
(US\$ por barril de petróleo equivalente)

	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Costo de Extracción	4.18	3.68	3.00	2.72	2.56	2.55
Costo de Desarrollo	2.40	3.20	3.50	3.61	3.15	3.40
Finding	0.60	0.70	1.95	1.25	1.39	1.02

Fuente: YPF Annual Report.

Cuadro 8
ARGENTINA: DEMANDA DE GAS NATURAL POR SECTOR
 (millones de m³ / día)

	Residencial	Terciario	Industrial	Usinas	GNC	TOTAL
1986	9.9	2.8	16.7	9.3	0.0	38.8
1987	10.5	3.0	17.4	8.8	0.1	39.7
1988	11.5	3.3	18.7	13.6	0.2	47.3
1989	10.5	3.1	18.4	18.5	0.4	50.9
1990	11.9	2.7	18.4	14.6	0.6	48.1
1991	13.0	2.2	18.4	15.7	1.0	50.3
1992	13.2	3.7	18.0	14.8	1.6	51.3
1993	16.2	4.0	18.1	16.3	2.1	56.6
1994	16.2	3.8	20.6	14.3	2.6	57.5
1995	16.4	3.3	21.4	16.2	2.8	60.1
1996	16.6	3.3	22.1	18.7	3.0	63.7

Fuente: Secretaría de Energía / Enargas.

Cuadro 9
ARGENTINA: VENTAS DE COMBUSTIBLES
 (en m³)

	Total	YPF	Esso	Shell	Eg3	Otros
Nafta Normal						
1994	2,276,052	1,194,411	346,443	423,897	223,897	87,404
1995	2,335,862	1,177,425	335,835	435,764	232,909	153,929
1996	2,379,879	1,172,291	323,407	435,657	254,774	193,750
1997	2,143,767	1,022,987	292,058	399,869	274,753	154,100
Nafta Super						
1994	4,449,471	1,974,587	798,707	1,107,641	395,785	172,751
1995	4,137,281	1,742,398	724,030	1,057,163	378,134	235,556
1996	3,913,361	1,673,262	650,842	960,073	389,240	239,944
1997	3,715,418	1,643,991	603,703	891,596	415,326	160,802
Gasoil						
1994	9,542,303	4,222,340	1,918,544	1,539,697	1,438,977	422,745
1995	9,862,579	4,206,667	1,886,119	1,568,091	1,498,015	703,687
1996	10,689,754	4,875,483	1,899,297	1,770,453	1,382,619	761,902
1997	11,118,904	5,136,775	1,934,520	1,929,736	1,308,199	809,674

Fuente: Boletín de Combustibles.

Cuadro 10
ARGENTINA: SECTOR GAS Y PETROLEO
OBLIGACIONES NEGOCIABLES AUTORIZADAS
(en dólares americanos)

Fecha	Empresa	Monto (US\$ MM)
20-feb-92	Bridas	50
4-may-92	Astra	100
1-jul-92	Pluspetrol	46
21-oct-92	Cadipsa	21
22-dic-92	Petrolera San Jorge	45
22-abr-93	Bridas	85
22-jun-93	Perez Companc	500
22-jun-93	Tecpetrol	60
11-nov-93	Tirsa Inversora	50
18-nov-93	Gas Argentino	130
18-nov-93	T.G.S.	350
24-nov-93	Metrogas	60
2-dic-93	Gascart	50
2-dic-93	S.Comercial del Plata	100
20-ene-94	YPF S.A.	350
17-feb-94	C.G.C.	50
3-mar-94	T.G.N.	300
3-jun-94	Dist.gas Pampeana y Sur	90
16-jun-94	Sodigas pampeana y Sur	250
27-sep-94	YPF.S.A.	500
29-sep-94	Gas BAN	125
8-nov-94	Astra	150
29-nov-94	Invergas	100
16-feb-95	Dist. Gas del Centro	100
23-mar-95	Metrogas	350
13-jul-95	Amoco	200
10-ago-95	Inversora de Gas	60
26-oct-95	YPF.S.A.	700
4-ene-96	C.G.C.	100
9-ene-96	Perez Companc	300
8-may-96	S.Comercial del Plata	400
4-jul-96	Petrolera San Jorge	200
19-jul-96	T.G.N.	320
17-oct-96	T.G.S.	500
6-dic-96	Camuzzi	200
20-mar-97	T.G.S.	150
24-jun-97	Astra	800
25-jun-97	Gascart	50
19-ago-97	YPF.S.A.	1,000
18-nov-97	Gas Argentino	130

Fuente: Elaboración Propia en base a Comisión Nacional de Valores, Gerencia de Estudios Técnicos.

Serie Reformas Económicas ¹

No.	Título
1	La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno (LC/L.1070), septiembre de 1997.
2	Chile: las reformas estructurales y la inversión privada en áreas de infraestructura (LC/L.1083), noviembre de 1997.
3	Chile: las inversiones en el sector minero 1980-2000 (LC/L.1131. Rev.1), julio de 1998.
4	Las reformas del sector de telecomunicaciones en Chile y el comportamiento de la inversión (LC/L.1137), agosto de 1998.
5	Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino (LC/L.1145), septiembre 1998.
6	Inversiones en infraestructura vial: La experiencia argentina (LC/L.1149), octubre 1998.
7	Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina (LC/L.1154), octubre 1998.

¹ El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Desarrollo Económico, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile.

¹ Se otorgaban permisos de cateo y concesiones de explotación a perpetuidad, con el pago de una cierta regalía asociada a los niveles de producción.

² Para una descripción de este período ver Buchanan (1973)

³ Las concesiones preexistentes no fueron expropiadas, por lo que siguió existiendo una cada vez más pequeña producción privada.

⁴ Ver Silenzi de Stagni (1955), y Frondizi (1956)

⁵ Ver Frondizi (1963) y Liceaga (1963)

⁶ Existe consenso, además, de que la explotación no fue del todo racional. Ver YPF (1972)

⁷ Los contratos con las empresas Panamerican (luego Amoco) y Cities Services (luego Oxy) continuaron y se mantuvieron hasta el proceso de desregulación de la década del '90.

⁸ En 1972 existían 7 contratistas privados trabajando para YPF (Amoco, Occidental y 5 productores locales), que aportaban el 29% de la producción del país. Todos los permisos de exploración otorgados a empresas privadas en esta época fracasaron.

⁹ Givogri (1987a) estimó en US\$ 35 por m³ de petróleo producido las pérdidas para el período 1984/1987. Ver también Pistonesi (1990)

¹⁰ Como novedad el Plan Houston incorporaba la retribución con precios internacionales, pero mantenía el dominio en manos de YPF y establecía una amplia participación del Estado en la renta petrolera.

¹¹ Hasta su finalización en 1991, el Plan Houston sólo produjo un gran descubrimiento: el área Huantraico, explotada por Petrolera San Jorge. A fines de 1997 CGC anunció un descubrimiento gasífero muy importante a partir de continuar un pozo realizado por BHP en la primera ronda del Houston, que en su momento fue abandonado por razones técnicas luego de US\$ 18 MM de desembolsos a 5700 metros de profundidad y a sólo 500 metros de la formación objetivo, donde luego efectivamente se halló gas.

¹² Esquema que fue conocido como el Plan Olivos. La producción incremental estaría asociada a mayores inversiones (recuperación secundaria).

¹³ Con la mínima excepción de las viejas concesiones

¹⁴ En 1988 se construyó el segundo gasoducto Neuquén-Buenos Aires (Neuba II), con una extensión de 1380 Km. y una capacidad de transporte de 18 millones de m³ diarios.

¹⁵ Ver Gerchunoff (1994). Ver también Novaro (1996)

¹⁶ Resulta paradójico que el principal opositor al Petroplan de Terragno fue justamente el Partido Justicialista, que bajo la conducción de Menem implementó cambios aún más profundos.

¹⁷ Ver Philip (1989)

¹⁸ Como se discute más adelante, un acceso fluido al Gobierno sería un atributo muy importante para participar en las privatizaciones y reconversiones de áreas petroleras.

¹⁹ En el último trimestre de 1990 los bonos públicos argentinos (BONEX 89) tenían un rendimiento del 24%.

²⁰ En 1992 la participación de estas 4 áreas en la producción total de crudo del país creció a 16%.

²¹ Las empresas nacionales se sintieron discriminadas y enviaron quejas formales a las autoridades.

²² El resultado era un tipo de cambio de 1890 australes por dólar, muy similar al tipo de cambio libre de enero '90

²³ La trayectoria de los precios internacionales del crudo, el elemento clave en el nuevo escenario de libre disponibilidad, no favorecía la reconversión desde la óptica de los productores privados. Tras un repunte en 1989, en los primeros meses de 1990 el barril de WTI cayó hasta llegar a valores cercanos a US\$ 16 a mediados de año. Junto con la apreciación de la moneda doméstica, precios internacionales tan bajos desalentaban el interés de las empresas por la inmediata resolución de la reconversión, ya que en la mayoría de los contratos las empresas estaban cobrando más de YPF de lo que podían obtener del mercado.

²⁴ Entre otras causas, las múltiples renegociaciones y modificaciones de los contratos habían dado lugar a juicios de las empresas contra YPF y el Estado.

²⁵ Se trata de las empresas Bidas y Pérez Companc respectivamente.

²⁶ Ver Gerchunoff (1992), Valazza (1997) y Gadano (1997)

²⁷ Para calcular los porcentajes de asociación se utilizaron ingresos por ventas en vez de cashflows, no se tomaron en cuenta las divergencias entre la duración remanente de los contratos y la mayor duración de las concesiones

otorgadas, las estimaciones de producción resultaron insuficientes, y los precios y descuentos utilizados para valuar los contratos se fijaron de manera arbitraria. Ver Gadano (1997) para una descripción detallada de estos puntos.

²⁸ Resolución 38/91 de la Secretaría de Energía. La norma incluye un informe final de los resultados del Houston.

²⁹ Decreto 2178/91

³⁰ Ver declaraciones de funcionarios de la provincia de Mendoza, Diario Ambito Financiero 8/10/1990

³¹ Decreto 44/1991

³² Se trata de la Ley 24076. El protagonista, que quedó registrado en los medios como el “diputrucho”, estaba vinculado a un diputado del partido gobernante.

³³ En los primeros días de septiembre YPF le cortó el suministro a las centrales térmicas, a otras empresas y a los ministerios públicos. Ver Valazza (1996)

³⁴ No está del todo claro en que medida el grado de reestructuración de YPF fue una decisión exógena impuesta por el Gobierno para mejorar el grado de competencia del sector, o fue decidida por la propia gestión de la empresa. Estenssoro sugiere que al menos desde 1990 la reestructuración fue decidida por YPF (con el auxilio de consultores internacionales). Ver CERA (1995) y Knoop (1995)

³⁵ El nuevo Estatuto de YPF le otorgó a las acciones del Estado (Clase “A”) el poder de veto mencionado, cualquiera sea el porcentaje de tenencia.

³⁶ En la Ley original del Congreso se destinaban los recursos a “aumentar los haberes previsionales”, artículo que fue vetado por el presidente Carlos Menem y sustituido por “capitalizar al régimen Nacional de Previsión Social”

³⁷ De hecho el management que condujo la reestructuración de la empresa continuó a cargo en años subsiguientes.

³⁸ En el estatuto de la empresa aprobado por un Decreto presidencial de 1993, existe también una norma que exige a cualquier accionista que pretenda comprar más del 15% del capital social de la empresa la presentación de una oferta por todas las acciones. Esta oferta debe ser aprobada por el Gobierno. En conjunto con el veto mencionado, esta norma fortalece la posición de la coalición “gerentes/gobierno”.

³⁹ En 1996 sólo Petrolera San Jorge produce 70 mil M3 en el marco del Plan Argentina, el 0.2% de la producción del año.

⁴⁰ Los porcentajes se amplían con los hidrocarburos que YPF obtiene de área en las que mantiene un porcentaje de asociación pero no opera. En el caso del gas, la participación de YPF en las ventas es aún mayor por causa del gas que por contrato YPF adquiere a otros productores (incluyendo importaciones de Bolivia) y revende.

⁴¹ La empresa Panamerican, resultado de la fusión de Amoco Argentina y Bidas realizada durante 1997, desplaza a San Jorge del tercer lugar.

⁴² Este punto se trata con mayor detalle en la sección siguiente.

⁴³ La imposición diferenciada ha favorecido la demanda doméstica de gasoil muy por encima de las de naftas, por lo que la relación gasoil/naftas de la demanda doméstica es muy superior a la relación gasoil/naftas que surge en la refinación de un barril de petróleo.

⁴⁴ Centro de Estudios de la Producción (1998)

⁴⁵ Entre 1991 y 1994 el Índice de Precios al Consumidor creció un 49.8%

⁴⁶ Se trata de los gasoductos Neuba I y Neuba II (este último inaugurado a fines de los ‘80), que en conjunto pueden transportar hasta 36 MM de m³ /día, mientras que el gasoducto San Martín (de la cuenca austral) tiene una capacidad de 18 MM de m³ / día.

⁴⁷ La profundización de las diferencias de precio conduce finalmente a las ampliaciones en la capacidad de transporte.

⁴⁸ Cabe destacar que gran parte de estas compras no son fruto de decisiones voluntarias de YPF, sino consecuencia de la renegociación de contratos existentes entre la YPF estatal y contratistas privados antes de la desregulación. En muchos casos (por ejemplo el contrato con Total), la renegociación incluyó un compromiso de YPF de adquirir la producción de gas del área. Además se mantienen en cabeza de YPF las importaciones de gas boliviano, cuya explicación sólo puede ser política.

⁴⁹ Es cierto que un mayor precio podría afectarles las cantidades vendidas, pero la elasticidad de la demanda es muy baja. En la práctica el ENARGAS y el Poder Ejecutivo han presionado a las distribuidoras para que consigan menores precios de los productores.

⁵⁰ Ver MEOSP (1994)

⁵¹ Ver MEOSP (1994)

⁵² Ley 23962

⁵³ Ver Carta Económica (1998)

⁵⁴ Ver Gerchunoff (1994)

⁵⁵ En marzo de 1997 el uso del GNC implicaba un ahorro del 72% respecto a la nafta súper, dado el rendimiento de ambos combustibles. Este ahorro permite amortizar relativamente rápido el equipo de conversión, principalmente en casos de gran utilización del vehículo, como la flota de taxis.

⁵⁶ Este punto se discute en detalle más adelante.

⁵⁷ Ver CERI (1997) para una descripción más detallada de los proyectos de exportación de gas desde Argentina

⁵⁸ Ver Moguillansky (1997)

⁵⁹ El gas explica el 45% de la matriz energética argentina.

⁶⁰ Ver López (1995) y Chudnovsky (1997)

⁶¹ Esta ciudad, otrora un centro de las actividades petroleras en la provincia de Neuquén, sufrió un fuerte ajuste productivo en el marco de la reestructuración y privatización de YPF. Algunos años después, la ciudad fue epicentro de violentas protestas sociales, que han motivado políticas de promoción por parte del gobierno provincial.

⁶² Ver Bastos (1993)

⁶³ Una boca ubicada en un punto de alto tránsito podrá vender combustibles a un precio más alto que otra ubicada en un punto menos favorable. La diferencia corresponde a la renta por localización.

⁶⁴ Este problema surge cuando ni el productor ni el mayorista tienen restricciones para fijar los precios y cantidades que venden. Analizando la demanda del público, el productor fija el precio de venta al mayorista que maximiza sus beneficios. Suponiendo para simplificar que no hay otros costos, el precio de venta del productor es a su vez el costo marginal para el mayorista. Si el mayorista tiene libertad para fijar sus precios, también querrá aprovechar su poder monopólico, y para ello fijará un precio al público más elevado, demandando menos cantidades al productor. El problema de la "doble marginalización" hace que en conjunto las empresas refinadoras / comercializadoras obtengan un beneficio menor al que recibirían si fijan el precio óptimo, ya que venden mucho menos. Ver Tirole (1991)

⁶⁵ La Ley 24145 señalaba en su artículo 5 que el Poder Ejecutivo debía establecer un comité para la federalización de los hidrocarburos formado por parlamentarios, el Ejecutivo y las empresas, que debían presentar al Congreso un proyecto de nueva Ley de Hidrocarburos antes de fines de 1992.

⁶⁶ La Ley 17319 prevé la existencia de regalías menores, pero en la práctica se ha mantenido la alícuota fija del 12%.

⁶⁷ El problema de las externalidades se discute en Gadano (1997)

⁶⁸ En realidad gran parte del beneficio ha sido apropiado por las empresas automotrices. La falta de competencia en ese sector ha permitido que las empresas puedan capturar gran parte los beneficios de utilizar un auto naftero versus un gasolero cobrando sustancialmente más caros los autos alimentados con gasoil.

⁶⁹ Se trata de la Ley 22262. Existe un proyecto de modificación actualmente en tratamiento parlamentario.

⁷⁰ ENAP (1996)

⁷¹ De acuerdo a las estadísticas del CEP (1998), el 82% de las inversiones argentinas en el exterior en el período 1990-1996 corresponde al sector petróleo y gas.

⁷² Centro de Estudios para la Producción. Ver Cuadro 6 del Anexo

⁷³ Diario BAE, 23/2/1998