

Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles

Resumen de un artículo de:

*Roberto Kozulj
División de Recursos Naturales e Infraestructura
Naciones Unidas - CEPAL
Santiago de Chile, julio de 2002*

1

I. BALANCE DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA ARGENTINA

A. Los antecedentes generales del proceso de privatización petrolera

2

Los antecedentes

- El modelo vigente antes de las reformas comenzó a entrar en una profunda crisis *pari pasu* con el agotamiento del modelo sustitutivo de importaciones. Este agotamiento fue también paralelo a la crisis de sobrecapacidad estructural de las economías centrales que comienza a manifestarse agudamente entre inicios y mediados de los setenta, período que además coincide con las dos crisis petroleras, con la reversión de dichas crisis por parte de los países centrales a través del sistema financiero y la consiguiente sobreoferta de capitales que, para muchos países del Tercer Mundo en general, se halla en la misma raíz de la crisis de la deuda externa propia de los ochenta.

3

Los antecedentes

- El Plan de Convertibilidad, puesto en marcha en abril de 1991, se fundamentó en los siguientes ejes de política:
- Partiendo de un umbral de considerable sobrevaluación de la moneda, se estableció por ley la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar y convalidando así la virtual dolarización de la economía y resignando toda posibilidad de una política monetaria activa;
 - Renegociación de la deuda con los acreedores externos, en el marco del Plan Brady, facilitada por el apoyo de los organismos multilaterales de crédito por medio de estrictos compromisos de reformas estructurales;
 - Acelerada apertura comercial y total liberalización del mercado de capitales;
 - Privatización de las empresas públicas, mediante la venta de activos o la concesión de servicios, y retirada total del Estado de las actividades productivas;
 - Desregulación y liberalización de los mercados de bienes y servicios;
 - Incremento de la carga impositiva acompañada de una reducción del gasto público a fin de obtener los superávits requeridos para el pago de los servicios de la deuda externa.

4

Los antecedentes

- El esquema implementado se propuso poner fin al monopolio estatal en la prestación de servicios e implementar un sistema de mayor competencia en los mercados a fin de lograr una mayor eficiencia y proveer de más y mejores servicios a los usuarios.
- La implementación de una política de precios de los productos energéticos próxima a los niveles internacionales, y en algunos casos conforme a los mas elevados de entre ellos (Ej. los derivados de petróleo), se vio facilitada por el contexto de una fuerte apreciación de la moneda local frente a las monedas extranjeras.
- Esto se tradujo no solo en un relativamente bajo impacto directo sobre el consumidor interno, sino que implicó la posibilidad de obtener una muy elevada rentabilidad sobre las inversiones realizadas, habida cuenta que los activos se vendieron muy por debajo de su costo de reposición y que su valor estuvo siempre referenciado en moneda extranjera a un valor próximo al del mercado internacional por tratarse en muchos casos de equipamientos de origen externo.

5

B. La reestructuración de YPF y su privatización

6

1- La reestructuración

En julio de 1989 decidió modificar el rumbo de la política petrolera para lo cual se propuso:

- Privatizar para desmonopolizar la actividad (YPF compraba todo el crudo producido y la Secretaria de Energía asignaba cupos a las refinadoras en la "mesa de crudos")
- Desregular el mercado para fomentar la competencia
- Poner fin a los contratos convirtiéndolos en Concesiones o Asociaciones
- Asegurar la libre disponibilidad del crudo (poniendo fin a la "mesa de crudos" y al sistema de administración centralizada)

Mediante estos instrumentos:

- Se propició la privatización de las empresas públicas, se modificó la política de precios de los hidrocarburos, se suspendieron los subsidios compensatorios, se afectó el pago de regalías, se dio igual trato al capital extranjero que al nacional, se suspendió la ley de compra nacional, se cambió la jurisdicción de la Secretaría de Energía, se profundizó el programa de privatizaciones petroleras, se autorizó la capitalización de la deuda externa como mecanismo para las mismas y se creó la convertibilidad monetaria sobre la paridad fija de equivalencia un peso = un dólar estadounidense.

7

1- La reestructuración

Un amplio espectro de medidas que afectaron tanto al upstream como al downstream petrolero, entre ellas:

- YPF devolvió áreas de exploración para su posterior licitación al sector privado.
- Se licitan áreas marginales y centrales de YPF
- Se establece la libre disponibilidad del crudo para todos los operadores
- Se autoriza a exportar e importar
- Se elimina la "mesa de crudos" por la libre adquisición de los mismos en el mercado interno y externo
- Se posibilita la instalación de nuevas refineras y bocas de expendio de combustibles
- Se equiparan los precios internos a los internacionales
- Se regula el uso de los ductos y otras instalaciones de transporte de YPF para que puedan ser utilizadas por terceros
- Se propone la privatización de la empresa YPF y la promulgación de una nueva Ley de hidrocarburos

8

1- La reestructuración

- La consultora internacional Gaffney, Cline y Asociados de los EEUU realiza una auditoría de reservas. Marca importantes cambios en la clasificación entre las categorías "probadas" y "probables", lo que implicó una disminución del orden del 28% en la magnitud de las reservas probadas de petróleo y gas respecto a las cifras oficiales previas, con el consecuente impacto negativo sobre la valorización de las áreas a ser licitadas y de la propia YPF.
- Desglose de activos previos a la privatización:
 1. Privatización de áreas marginales:
 2. Privatización de áreas centrales:
 3. La reconversión de los contratos en Concesiones y Asociaciones
 4. Venta de activos en el downstream:
- En total el Estado obtuvo por estas transacciones 2059.6 millones de dólares.

9

2. La venta de YPF S.A.

- En julio de 1993 se produjo la venta del 43.5 % del paquete de acciones de YPF S.A.
- El Estado Nacional obtuvo 3040 millones de dólares en efectivo y 1271 millones en títulos de la deuda pública. Sin embargo en esta operación el Estado a su vez asumió una deuda de la empresa por aproximadamente 1800 millones de dólares.
- La composición accionaria en esta primera venta se hallaba repartida del modo siguiente:
 - Estado Nacional 20% + acción de "oro"
 - Estados Provinciales 12%
 - Personal de YPF S.A. 10%
 - Sistema Previsional 12%
 - Sector Privado 46%

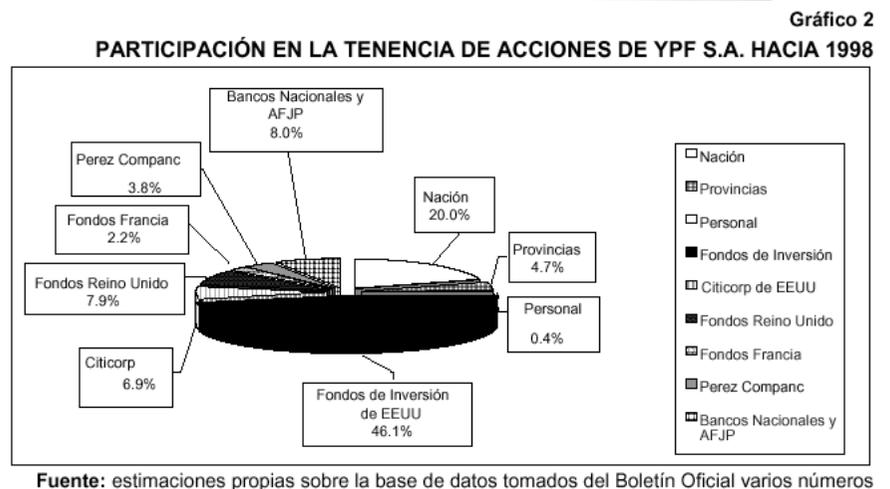
10

2. La venta de YPF S.A.

- Mediados de 1994 y abril de 1995 YPF adquirió el 88.5% del capital de la petrolera Maxus y a principios de junio de 1995 completó la adquisición del capital remanente.
- Con esto YPF quedó muy endeudada, pero en disposición estratégica en casi todos los países de la región (Ecuador, Bolivia, Colombia, Perú, Venezuela) convirtiéndose en una petrolera multinacional dado que Maxus poseía también intereses en Asia.
- De este modo hacia 1998 la estructura de tenencia era la siguiente:
 - Estado Nacional 20.0% + acción de "oro"
 - Estados Provinciales 4.7%
 - Personal de YPF S.A. 0.4%
 - Sector Privado 74.9%
- Fondos privados extranjeros disponían del 63.1% y los actores privados argentinos participaban con el 11.8%.
- Las acciones que durante 1993 se vendieron a US\$ 19.0 llegaron en 1998 a un valor de US\$ 30.68 cada una.

11

2. La venta de YPF S.A.



12

3. La venta de YPF S.A. a REPSOL

- La venta de YPF S.A. a Repsol se da en dos etapas.
- En la primera, el Estado nacional vende a Repsol el 14.99 % de las acciones (correspondiente a su parte del 20%) por una cifra de alrededor de 2011 millones de dólares.
 - Estado Nacional 5.0% + acción de "oro"
 - Estados Provinciales 4.7%
 - Personal de YPF S.A. 0.4%
 - Sector Privado 74.9%
 - Repsol 14.99
- Entre mediados y fines de 1999 Repsol compra el 83.24% de acciones de YPF S.A. por 13158 millones de dólares a un precio de 44 dólares por acción. La estructura de tenencia queda establecida del siguiente modo:
 - Estado Nacional acción de "oro"
 - Personal de YPF S.A. 0.4% (en litigio)
 - Resto del Sector Privado 1.37 %
 - Repsol 98.23%

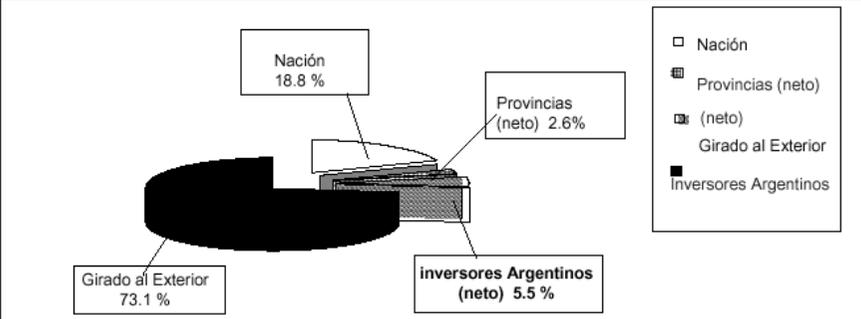
3. La venta de YPF S.A. a REPSOL

- Las provincias recibieron 1000 millones de dólares.
- Los inversores privados 1278 millones.
- El Estado Nacional recibió 2851 millones.
- 600 millones de la provincia de Santa Cruz fueron depositados en el exterior.
- 450 millones fueron remitidos al exterior por los inversores privados argentinos.
- Entonces del total 5129 millones fueron recibidos por actores locales:
 - 4079 millones quedaron en el país
 - 1050 millones fueron expatriados
- Los restantes 10035 millones sólo implicaron un cambio de tenencia (y de valor) de las acciones en poder de tenedores extranjeros.

3. La venta de YPF S.A. a REPSOL

Gráfico 3

DESTINO FINAL DE LOS FONDOS OBTENIDOS DE LA VENTA DE YPF S.A. A REPSOL EN LAS DOS ETAPAS: MONTO TOTAL DE LA VENTA 15.164 MILLONES DE DÓLARES



Fuente: estimaciones propias sobre la base de datos publicados en el Informador Energético y Boletín Oficial varios números.

3. La venta de YPF S.A. a REPSOL

- Como parte del convenio con la empresa Repsol se tiene que ella debía desprenderse del 9% de sus estaciones expendedoras de combustibles, de una refinería y de campos de producción marginales, a la vez que se comprometía a no incrementar su participación en la generación de energía eléctrica con gas natural. La disminución de su participación en el downstream se daría a través de la transferencia de estaciones de servicio y la refinería de Isaura en Bahía Blanca a Petrobras.
- SE PASÓ DE UN ESQUEMA PRÁCTICAMENTE MONOPÓLICO A UN SISTEMA MÁS FRAGMENTADO DE TIPO OLIGOPÓLICO CON LIDERAZGO DE PRECIOS POR PARTE DEL ACTOR DOMINANTE.

C. El impacto de la privatización sobre la distribución del ingreso petrolero bruto

17

1 La evolución de las ventas de los principales derivados

- Los volúmenes promedio de derivados vendidos fueron crecientes entre la década del sesenta y la del ochenta y decrecientes desde mediados de los ochenta hasta la privatización, movimiento que refleja por una parte el proceso de desindustrialización y estancamiento económico, y por otra la sustitución de fuel oil por gas natural. A su vez, se produce un retroceso en las ventas y producción de la nafta común, un crecimiento de la nafta especial y sobre todo del gas oil, lo que refleja la "dieselización" del parque automotor.

18

2 La evolución de las exportaciones

Cuadro 4

EXPORTACIONES DE CRUDO EN VOLUMEN Y VALOR

Exportaciones de Crudo					
Año	en m ³	en 10 ⁶ US\$	Año	en m ³	en 10 ⁶ US\$
			1995	11582032	1147
1989	688591	72	1996	18859715	2314
1990	1036211	124	1997	19452189	2193
1991	1437770	169	1998	19184800	1391
1992	3065940	340	1999	15611409	1569
1993	5033037	523	2000	16099798	2693
1994	6290606	543	2001	14000216	2080

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía, <http://energia.mecon.ar> y Boletines de Combustibles años 1990 a 1993

19

3 Los cambios en los precios relativos

Cuadro 5

PRECIOS PROMEDIO EN DÓLARES CONSTANTES Y EN MONEDA LOCAL CONSTANTE POR GRANDES PERÍODOS ENTRE 1966 Y 2001

Periodo	Precios en moneda local constante			\$ de 1995				Precio del compto. (lt)
	MNC (lt)	MNE (lt)	KE (lt)	GO (lt)	DO (lt)	FO (kg)		
1966-1972	0.692	0.802	0.376	0.402	0.316	0.136	0.361	
1973-1975	1.247	1.421	0.396	0.499	0.272	0.125	0.550	
1976-1983	0.826	0.962	0.531	0.531	0.364	0.216	0.521	
1984-1989	1.353	1.527	0.618	0.687	0.486	0.347	0.833	
1990-1995	0.692	0.872	0.331	0.378	0.349	0.189	0.484	
1996-2001	0.836	1.003	0.491	0.477	0.328	0.156	0.625	

Periodo	Precios en dólares constantes			US\$ de 1990				Precio del compto. (lt)
	MNC (lt)	MNE (lt)	KE (lt)	GO (lt)	DO (lt)	FO (kg)		
1966-1972	0.274	0.317	0.147	0.157	0.124	0.053	0.142	
1973-1975	0.536	0.611	0.175	0.221	0.120	0.055	0.239	
1976-1983	0.396	0.465	0.261	0.261	0.176	0.104	0.252	
1984-1989	0.427	0.481	0.195	0.214	0.153	0.110	0.262	
1990-1995	0.650	0.819	0.311	0.355	0.328	0.178	0.455	
1996-2001	0.780	0.936	0.458	0.445	0.306	0.145	0.583	

Fuente: estimaciones propias con datos del IDEE/FB

- Los precios expresados en dólares constantes se incrementaron notablemente mientras que en términos de moneda local constante descendieron respecto al período previo a la privatización

20

4. La distribución del Ingreso petrolero

Cuadro 6
ESTIMACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN PROMEDIO EN EL INGRESO PETROLERO BRUTO
(en % del total)

	Estado Nacional	Provincias	Productores	Refinadores y distribuidores	Total
1970	42.4	2.8	25.5	29.3	100.0
1975	49.0	2.4	17.9	30.7	100.0
1980	46.3	3.2	24.8	25.7	100.0
1985	54.1	5.1	25.2	15.6	100.0
1988	53.8	4.1	26.3	15.8	100.0
1992	38.9	4.7	34.3	22.1	100.0
2000(1)	38.2	5.8	43.2	12.8	100.0

Fuente: estimaciones propias, basadas en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), pp213-258 Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía.

Nota: no incluye el ingreso por impuesto a las ganancias

- Impuesto a los combustibles líquidos: La participación del Estado Nacional disminuyó considerablemente (alrededor de 15 puntos). Las provincias, por su parte, aumentaron ligeramente su participación como consecuencia de las exportaciones, las que también explican en gran medida el incremento en la participación de las empresas privadas en el upstream a la vez que disminuyó la participación del sector privado en el downstream.

21

4. La distribución del Ingreso petrolero

Cuadro 7
ESTIMACIÓN DEL INGRESO PETROLERO BRUTO PROMEDIO PERCIBIDO POR
LOS DIVERSOS AGENTES

En millones de pesos de 1995

	Estado Nacional (1)	Provincias	Productores	Refinadores y distribuidores	Total
1966-1972	3187	210	1917	2202	7516
1973-1975	6117	300	2234	3832	12483
1976-1982	5644	390	3023	3133	12190
1983-1989	9218	869	4294	2658	17039
1990-1995	4253	514	3750	2416	10934
1996-2001	5983	906	6760	2011	15659

En millones de dólares de 1990

	Estado Nacional (1)	Provincias	Productores	Refinadores y distribuidores	Total (3)
1966-1972	1253	83	754	866	2955
1973-1975	2658	130	971	1665	5425
1976-1982	2735	189	1465	1518	5907
1983-1989	2896	273	1349	835	5352
1990-1995	5527	421	2702	1623	10273
1996-2001	5793	700	5108	3291	14891

Fuente: estimaciones propias, basadas en Kozulj, R. y Bravo, V. (1993), pp213-258 y en datos de la Secretaría de Energía

Notas: (1) no incluye el ingreso por impuesto a las ganancias

- Los actores privados lograron, desde la desregulación y privatización del sector, apropiarse de un nivel de ingreso en dólares que comparado con el previo a las reformas fue muchísimo mayor y comparativamente más alto que el que logró captar el Estado.

22

II. EL IMPACTO DE LAS REFORMAS EN EL UPSTREAM SOBRE LA COMPETENCIA, LAS INVERSIONES Y LOS PRECIOS.

- Nadie puede pensar seriamente que los precios del petróleo se muevan por las condiciones de un mercado competitivo, o por simples señales de oferta y demanda, aún cuando la escasez relativa pueda jugar un papel en su determinación.
- Lo cierto es que la fluctuación de los precios del petróleo responden a movimientos especulativos que se originan en los mecanismos de transferencia de riesgos desde los productores y refinadores a los actores del sector financiero.

23

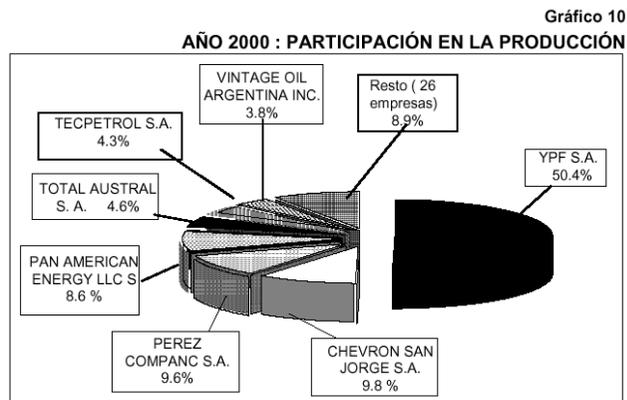
A. La estructura del mercado en el upstream desde la desregulación petrolera

24

A. La estructura del mercado

- Desde mediados de la década del 60 las empresas privadas venían aportando alrededor del 30% de la producción.
- Como consecuencia de las reformas implementadas desde 1990 a 1993 la participación de YPF como operador principal bajó y oscila desde 1993 a la actualidad entre el 43 y el 35 % del total.

- Cuando se considera la participación directa como operador de YPF S.A., incluyendo la parte correspondiente a las empresas más importantes adquiridas y vinculadas se tiene que ella ronda el 50%.



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía.

A. La estructura del mercado

- Por consiguiente la situación del mercado tras la privatización de YPF, se caracteriza por una muy alta concentración y por la presencia de un actor dominante como lo es Repsol - YPF.
- Si se aplica el índice de Herfindahl-Hirschman a los datos de participación de la producción petrolera por operador principal, por ejemplo con los datos del 2000, se obtiene un valor de 1709 puntos; pero este valor trepa a más de 2900 puntos cuando se considera la participación de YPF en la disponibilidad de crudo proveniente de su asociación en las áreas operadas por otras empresas.

Se debe tener en cuenta que un valor de 1800 puntos es considerado como indicación de una industria muy concentrada.

- Es que en realidad la elevada concentración de la propiedad de las reservas y de la producción es lo propio de la industria petrolera en todo el mundo, pretender lo contrario es casi un absurdo, de lo que se debe deducir que el objetivo de lograr un mercado más competitivo constituía una simple retórica propia del discurso dominante de los noventa.

26

B. El impacto de la desregulación sobre las inversiones en el upstream

B. El impacto de la desregulación en el upstream

Cuadro 9
EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE ACTIVIDAD EN EL UPSTREAM DE LA INDUSTRIA: VALORES PROMEDIO POR GRANDES PERÍODOS 1970-2000

Periodo	Crudo Producido	Crudo Procesado	Reservas	Explotación	Exploración	Avanzada	Total pozos	Relación Reservas/Producción	% de éxito en Exploración
								en años	en %
	en miles de metros cúbicos			en número de pozos					
1970-72	24185	26025	392974	316	132	156	604	16	19
1973-75	23810	26485	393443	319	114	170	602	17	23
1976-82	26824	28754	383854	583	105	135	823	14	36
1983-89	26551	26158	364360	669	118	147	934	14	27
1990-94	32392	27780	309711	698	99	117	915	10	47
1995-00	46004	29524	434732	978	92	106	1175	9	56

Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, Boletín de Combustibles varios años

27

28

B. El impacto de la desregulación en el upstream

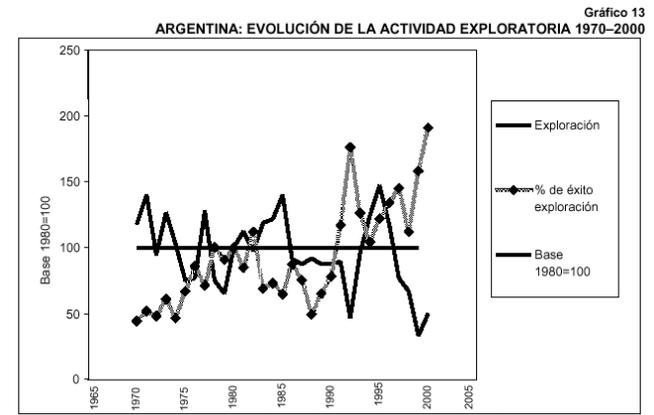
Conclusiones:

- La producción de crudo se incrementó en más de un 73 % en promedio en el último quinquenio respecto a los niveles promedio previo a las reformas
- El destino principal de este incremento no fue el mercado interno ya que este apenas si se incrementó en un 12% entre idénticos períodos
- El incremento en el número de pozos perforados ha sido inferior al aumento de la producción
- El número de pozos exploratorios y de avanzada (indicador de la inversión de riesgo) ha descendido notablemente
- Las reservas han crecido sólo un 19% en promedio, lo que significa que a pesar de una menor actividad exploratoria se ha incrementado el volumen de reservas aunque de modo insuficiente frente a los incrementos de la producción
- La relación reservas producción bajó a 9 años de los 14 que presentaba antes de las reformas.

29

1. Análisis del incremento de las reservas y de la actividad exploratoria

- La ausencia de verdadera exploración es evidencia de que se trata de exploración en áreas de muy bajo riesgo, porque en general se trata de áreas ya maduras y con potenciales evaluados

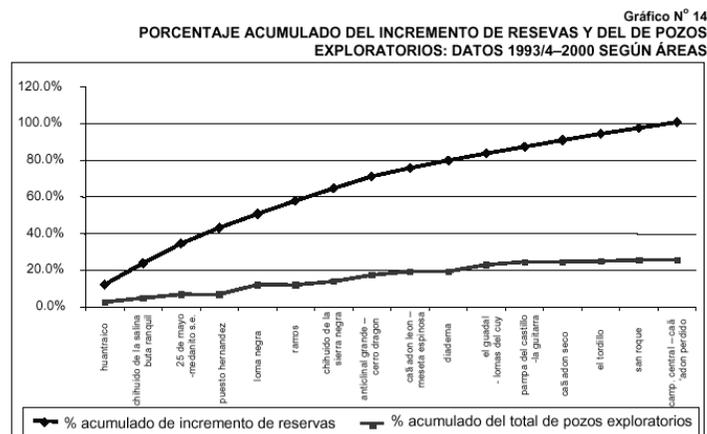


Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG. Boletín de Combustibles varios años.

30

1. Análisis del incremento de las reservas y de la actividad exploratoria

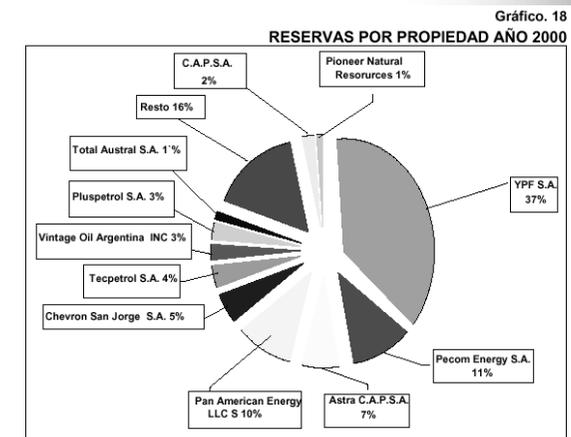
- El grueso de las incorporaciones de nuevas reservas se produjo en áreas que ya estaban en operación desde hace muchos años.



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minería extraídos de <http://energia.mecon.ar>

31

2. Reservas por Operador y Propiedad de las Reservas



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía y Minas

- Repsol YPF continúa poseyendo casi la mitad de las reservas en especial si se considera su propiedad de Astra y su vinculación con Pluspetrol. Por lo tanto también analizando la tenencia de reservas se manifiesta la alta concentración del mercado que impide una competencia como se planteaba de modo retórico al inicio de las reformas

32

3. Análisis del incremento de la producción petrolera

- La producción de crudo pasó de 76723 m3/día en 1990 a 110596 m3/día en 1994 y a 122374 m3/día en el año 2000. Es decir se incrementó en más de 44% en sólo cuatro años y en más del 59% en diez años.
- Sólo el 22.9 % del incremento de la producción ocurrida entre 1990 y 2000 se ha derivado de las áreas privatizadas.
- El grueso del incremento se explica por las áreas centrales de YPF.
- Por consiguiente se puede afirmar sin lugar a dudas que el incremento de la producción obedeció en gran medida a un esfuerzo previo del Estado y que las inversiones posteriores realizadas por el sector privado fueron de una rentabilidad excelente.

33

C. El impacto de las reformas sobre los precios del crudo

34

C. El impacto sobre los precios del crudo

Cuadro N° 12
 PRECIOS INTERNACIONALES Y LOCALES DEL CRUDO 1989-2001
 (En US\$ por barril)

Año\ tipo de crudo	NYMEX Light Sweet Crude (\$ BBL)	Navajo WTXI (\$BBL)	WTI (\$BBL)	Arabian Light (\$BBL)	Exportación Argentina (US\$ BBL)	Interno (Neuquén) (US\$ BBL)	Interno (promedio) (US\$ BBL)
1989	19.7	18.7	19.7	16.8	16.5	11.6	11
1990	26.1	25.4	24.5	20.2	19.0	18.9	18.2
1991	21.5	20.3	21.5	17.4	18.6	18.6	17.9
1992	20.5	19.1	20.6	17.9	17.6	17.8	17.1
1993	18.4	16.8	18.5	15.7	16.6	16.5	15.9
1994	17.4	15.8	17.2	15.4	13.7	14.6	14.4
1995	18.4	16.8	18.4	16.7	15.8	16.2	15.7
1996	22.6	20.9	22.2	19.9	19.5	20.4	19.4
1997	20.9	19.0	20.6	18.7	17.9	19.5	19.3
1998	14.3	11.7	14.4	12.2	11.5	13.1	12.1
1999	19.6	16.5	19.3	17.5	16.0	17.1	16.9
2000	30.3	27.4	30.4	26.8	26.6	28.8	28.5
2001	27.5	24.4	27.7	24.8	23.6	25.9	24.8

Fuente: estimaciones propias con datos de Louisiana Mid-Continent, Nymex, OPEC Review, septiembre 2001 y Secretaría de Energía y Minas.

- El impacto de las reformas fue, como era de esperar a partir de la libre disponibilidad del crudo, una alineación de los precios internos con los internacionales.

35

III. EL COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES Y LA PROMOCIÓN DE LA COMPETENCIA AL NIVEL DE LAS REFINERÍAS DESPUÉS DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN

A. El impacto de las reformas sobre las inversiones en Refinerías

36

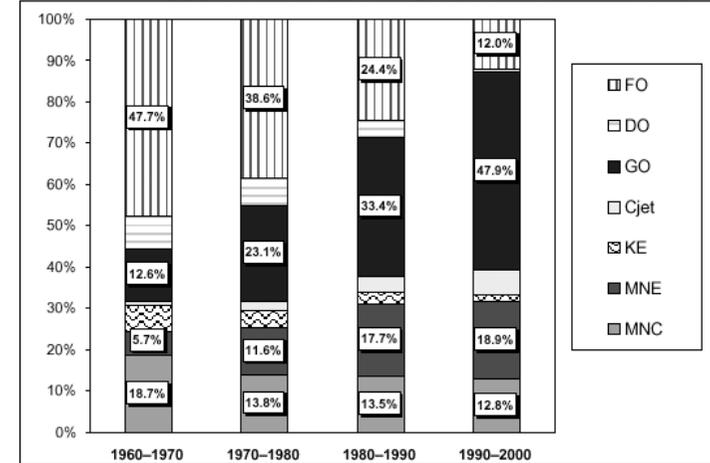
A. Las inversiones en Refinerías

- El mercado requirió de mayores cantidades de gas oil y combustible jet y también de naftas de mayor octanaje y ecológicas.
- Las inversiones realizadas en refinación han correspondido básicamente a esta adaptación al mercado interno, mientras que también hubo un posicionamiento favorable para incrementar las exportaciones de derivados, aunque en menor magnitud.
- Carácter sumamente competitivo del mercado de las naftas (intento de diferenciación por calidad), aún cuando este mercado continuó siendo altamente concentrado desde el punto de vista cuantitativo.

37

A. Las inversiones en Refinerías

Gráfico 22
EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA PROMEDIO DEL MIX DE REFINACIÓN
DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS. ARGENTINA 1960-2000



Fuente: estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía Boletines de Combustibles varios años.

38

B. El impacto de las reformas sobre la promoción de la competencia

39

B. La promoción de la competencia

- La capacidad de refinación efectiva de Repsol YPF pasa a ser en el año 2000 del 63 % en vez de 54% que tenía anteriormente. Estas cifras muestran la debilidad de la promoción de la competencia del nuevo esquema, en tanto el reparto del mercado resultante en el 2000 no difiere significativamente del que se registró a lo largo de la historia previa de la industria cuando también era YPF la que dominaba la refinación y era favorecida por los mecanismos de la "mesa de crudos" regulada y administrada por la Secretaría de Energía.
- El valor del IHH para el conjunto de los principales productos al nivel de las refinerías muestra que en 1990, cuando regía el "monopolio estatal" el valor era de 4863 puntos, y que este valor descendió, como consecuencia de la venta de refinerías de YPF, a 3178 puntos en 1994. Pero en el año 2000 el valor del índice era de 3477 sin considerar la fusión de Repsol YPF, y alcanzaba los 4478 puntos al tomar en cuenta dicha fusión.

40

C. El impacto de las reformas sobre la formación de precios a la salida de las refinerías

41

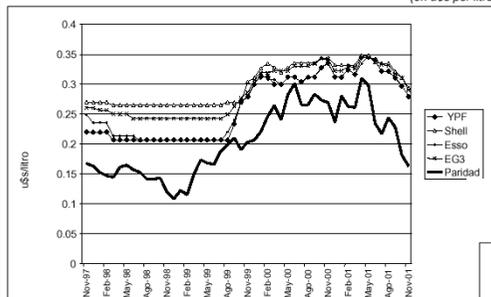
C. La formación de precios

- En el caso de la refinación los precios en planta superaron además ampliamente el nivel de precios internacionales, tanto si se considera el precio de productos equivalentes en el mercado spot de los principales mercados internacionales (precios FOB), como si se toman en cuenta las condiciones de la internalización del producto (valores CIF).
- La pauta seguida por las empresas fue aumentar los precios en planta pari pasu con prácticamente cada nivel de incremento de los precios internacionales (movidos por lo general por el nivel del precio del crudo) y luego estabilizar este nivel. Cuando los precios internacionales cedieron a la tendencia a la baja, los internos registraron este movimiento con muchísima menor intensidad, de modo tal que en promedio los precios internos en planta siempre estuvieron por encima de los internacionales tanto en valores FOB como CIF.
- El fracaso del uso de la importación como regulador de los precios internos se debe a muchos factores, pero el principal se relaciona con las barreras a la entrada en el mercado constituida por la ausencia de instalaciones de almacenaje en puerto en cantidad suficiente y con los mecanismos de comercialización de las estaciones "libres" o sin bandera.

42

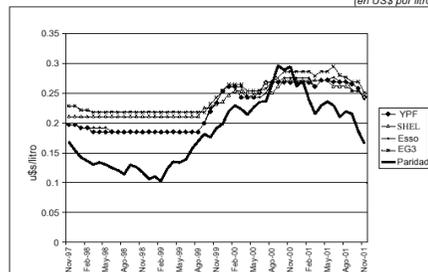
C. La formación de precios

Gráfico 30
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN PLANTA DE ALMACENAJE DE LA NAFTA ESPECIAL O SÚPER: 1997-2001
(en u\$s por litro)



Fuente: estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletín precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

Gráfico 32
EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS EN PLANTA DE ALMACENAJE DEL GAS OIL: 1997-2001
(en US\$ por litro)



Fuente: Estimaciones propias con datos de Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

IV. EL COMPORTAMIENTO DE LAS INVERSIONES Y LA PROMOCIÓN DE LA COMPETENCIA AL NIVEL DE LA DISTRIBUCIÓN DESPUÉS DEL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN

44

La competencia al nivel de la distribución

- Cuando se privatizó YPF en el año 1993, el gobierno transfirió los contratos que vinculaban a los estacioneros con esta empresa. De este modo se mantuvo el papel dominante de YPF en el mercado de combustibles, dado que más del 50% de las estaciones operaban bajo esa marca.
- Es conveniente aclarar que en la Argentina el 90% de las estaciones de servicio operan bajo la modalidad en la que un tercero es dueño de la estación de servicio y el encargado de operarla, pero bajo una única bandera o marca mediante un contrato de suministro exclusivo con la petrolera correspondiente. Esta modalidad es conocida como DODO (Dealer Owned, Dealer Operated. En cambio sólo entre 400 y 500 (entre 7 y 8% aproximadamente) lo hacen bajo la modalidad COCO (Company Owned, Company Operated), en la cual tanto la propiedad, como la operación de la estación se hallan a cargo de la petrolera.
- Esta forma de modalidad dominante, unida al hecho de que los contratos de suministro se realizan por un período prolongado, constituyen una auténtica barrera a la entrada de competidores, unida a otras como la ausencia de tanques de almacenamiento independientes, insuficientes instalaciones en puertos, la ausencia de control y normas adecuadas para los combustibles importados, además de la inexistencia de un marco macroeconómico favorable y estable en el largo plazo.
- Con respecto a la duración de los contratos cabe decir que el 93% de los contratos son de una duración superior a los cinco años y el 39% por más de diez años.

45

A. El crecimiento de las unidades de distribución

46

A. El crecimiento de las unidades de distribución

- Después de la desregulación petrolera se produjeron cambios importantes en la modalidad de comercialización de combustibles líquidos y muchas empresas cerraron temporalmente sus unidades, las que se incorporaron luego bajo otras marcas, o la misma pero remodeladas y modernizadas.
- Si las inversiones no han sido mayores ello se ha debido a la saturación del mercado y no a un problema de rentabilidad o de inadecuación de reglas de juego para los actores privados.

Cuadro 15
EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE ESTACIONES DE SERVICIO 1989-1999

Año/ Marca o Bandera	YPF	Shell	Esso	EG3	Otras*	Blancas**	Sub total otras	Total
1989	3717						3324	7041
1990	3743						3256	6999
1991								
1992	2717	1013	1332	575	13		2933	5650
1993	2789	1002	996	601	45		2644	5433
1994	2753	933	1003	565	71		2572	5325
1995	2699	941	1033	594	82	211	2861	5560
1996	2665	993	1062	623	169	443	3290	5955
1997	2581	1020	974	577	231	673	3475	6056
1998	2537	1068	976	622	329	775	3770	6307
1999	2534	1077	977	635	351	792	3832	6366

47

B. El impacto de las reformas sobre el aumento de la competencia al nivel de las unidades de distribución

48

B. Competencia de las unidades de distribución

- Entre 1995 y 1998 el IHH se situó para la mayor parte de los combustibles en valores muy próximos a los 3000 puntos, es decir prueba contundente de que el mercado nunca abandonó la forma de un oligopolio concentrado.
- Desde 1990, el promedio de duración de los contratos ha aumentado, de modo tal que una de las principales barreras de acceso al mercado se ha fortalecido en vez de debilitarse. Pero además se ha instalado la modalidad del "consignado" por la cual la modalidad DODO se convierte en una "venta por cuenta y orden de" (la compañía petrolera correspondiente). Así en el caso de Repsol YPF, el 62% de las operaciones se dan bajo esta nueva forma de la venta en consignación. Dado que esta modalidad evita el pago de ingresos brutos, ha significado de un modo indirecto un perjuicio para los gobiernos provinciales.
- Pero la peor barrera a la entrada es la ausencia de posibilidades concretas de largo plazo de establecer una base alternativa de suministro basado en las importaciones o en un mercado mayorista no controlado por las compañías. Ello se deriva tanto del monto de inversiones requeridas, como de la estabilidad macroeconómica y de reglas de juego de largo plazo, lo que es actualmente poco probable. Se le suma a ello, la ausencia de un sistema de certificaciones, controles, multas y premios que garanticen la confiabilidad del producto importado, dado que la mayor vulnerabilidad de la competencia sin marca o "blancas" la constituye el hecho de la venta de productos adulterados, que conducen a un refuerzo de las estaciones de bandera.

49

C. El impacto de las reformas sobre los precios a nivel del público y sobre los márgenes de comercialización

50

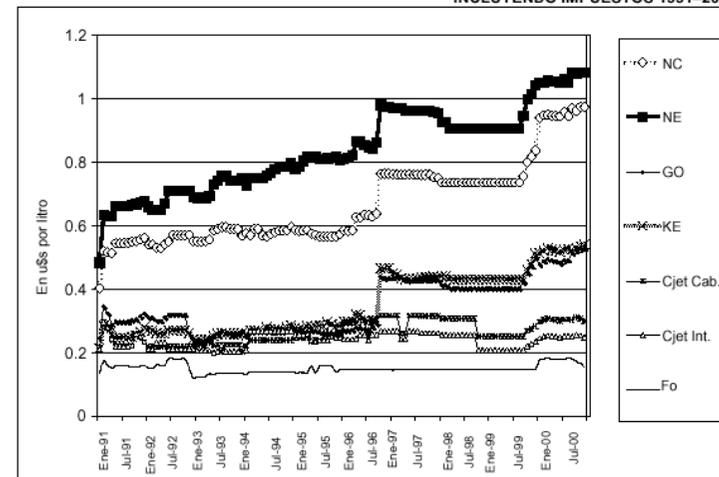
1. La evolución de los precios finales al público

- Un comportamiento caracterizado por el alza prácticamente continua desde el inicio de las reformas.
- Lo curioso es que estos muy elevados precios unitarios en dólares, comparables a los más altos del mundo, resultaron ser de los más bajos históricamente en términos de precios relativos internos.
- La aparente paradoja se comprende cuando se considera que el índice de precios al consumidor creció ya en 1990 2.2 veces más que lo que creció el tipo de cambio nominal, y alcanzó a 3.3 veces hacia fines de la convertibilidad

51

1. La evolución de los precios finales al público

Gráfico 38
SERIE DE PRECIOS MEDIOS MENSUALES DE VENTA DE LOS COMBUSTIBLES
INCLUYENDO IMPUESTOS 1991-2000



Fuente: elaboración propia con datos de la Secretaría de Energía e IAPG, boletín de Combustibles años 1990-1999 y Secretaría de Energía y Minería, Boletines de precios de combustibles, diciembre de 2000 y de 2001.

52

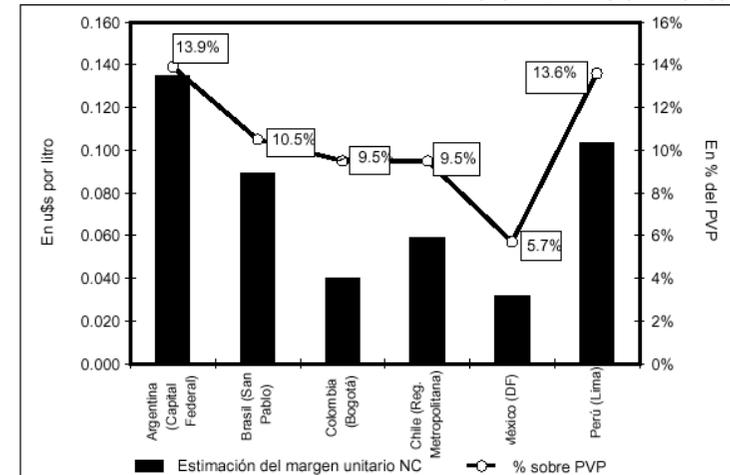
2. Margen distribución y comercializ. minorista

- A partir de los datos disponibles se estima que el margen del estacionero representa aproximadamente entre el 11 y el 12% del precio final de venta para las naftas y el 8%, o poco más para el gas oil.
- Es interesante remarcar la tendencia creciente de los márgenes unitarios, dado que siguieron la tendencia general de todas las etapas del downstream.
- Estos han sido muy elevados en términos comparativos con los de otras naciones de la región y en relación con las inversiones realizadas

53

2. Margen distribución y comercializ. minorista

Gráfico 41
ESTIMACIÓN DE LOS MÁRGENES UNITARIOS PARA NAFTAS EN ALGUNOS
PAÍSES DE LA REGIÓN AÑO 2000



Fuente: elaboración propia con valores tomados de Campodónico Sánchez, H., Márgenes de comercialización minorista en países seleccionados de América Latina, Lima, 11 de julio de 2001.

54

4- Conclusiones al nivel de distribución minorista

- El proceso de modernización de estaciones de servicio ha sido, de este modo, una de las caras más visibles de las reformas efectuadas en el sector petrolero argentino.
- Se estima que las inversiones totales en 10 años pueden haber sido del orden de los 350 millones de dólares, cifra pequeña comparada con los mil millones de dólares de ingreso derivado del margen de estacionero aplicado a las ventas de los tres principales combustibles.
- El aumento de la competencia este ha sido muy escaso.
- El mercado tiene las características de un oligopolio concentrado con una empresa dominante que ejerce liderazgo de precios.

55

Fin de la presentación

56