

¿ES LÍCITO UTILIZAR LA HACIENDA PÚBLICA COMO SI FUERA PRIVADA?

Un análisis a partir de la desregulación petrolera argentina *

ROBERTO KOZULJ **

Durante los cuatro primeros años desde la entrada en vigencia de la llamada política de desregulación petrolera, dos sucesos han llamado la atención de los analistas: uno de ellos es el rápido incremento en los niveles de producción y el otro el hecho de que a pesar de las fuertes imperfecciones del mercado, los precios de venta al público de los combustibles, expresados en términos de moneda local constantes, no aumentaron respecto de los niveles previos, sino que disminuyeron. En el presente trabajo se examinan las causas de estos fenómenos. Respecto al origen del incremento en los niveles de extracción del crudo se concluye que entre el 60 y el 90 por ciento del aumento de la producción es atribuible a YPF, a pesar de que esta empresa sólo participa ahora con el 42.4 por ciento de la producción media diaria.

En relación con el segundo tema, el análisis de la política de precios muestra los mecanismos de transferencia de impuestos y las particularidades de la política cambiaria como factores que explican el comportamiento de los precios de los combustibles en el nuevo mercado desregulado, al tiempo que se ilustran los mecanismos de apropiación de la renta petrolera por parte del sector refinador que opera con márgenes mucho más elevados que los que rigen el negocio en el exterior.

* Este artículo es una actualización a diciembre de 1994 de otro similar aparecido en la revista *Desarrollo y Energía*, vol. III, núm. 5, año 1994, IDEE-FB, con el título "La evolución del sector petrolero desde la desregulación: Inversión pública y rentabilidad privada."

** Investigador del IDEE-FB.

INTRODUCCIÓN

La política de desregulación petrolera argentina ha producido algunos resultados que merecen ser analizados. Dichos resultados “exitosos en sus propios términos” son: *a)* el rápido aumento de la producción petrolera; y *b)* el escaso impacto de la desregulación sobre los precios finales pagados por el público consumidor por los distintos combustibles, a pesar del comportamiento oligopólico de los refinadores que no han trasladado al público las bajas en el precio del insumo principal tras la caída del precio del crudo.

El artículo se divide en dos secciones independientes una de la otra, pero cada una de ellas revela los mecanismos ocultos en los que se basan los éxitos más aparentes y contundentes de la nueva política.

En la primera sección, se resumen y comentan los resultados de una comparación de la producción media diaria por áreas antes y después de la desregulación y privatización de áreas centrales y marginales, único método que permite asignar correctamente la responsabilidad del sector público y privado en el origen del aumento de la producción, dado que el análisis se extiende desde el periodo exacto anterior a la “privatización periférica” (áreas centrales y marginales) hasta aproximadamente un año después del momento en que YPF fue totalmente privatizada por medio de la venta de sus acciones.

En la segunda sección, se examina la evolución de los precios del crudo y de los combustibles, y se analizan los mecanismos a través de los cuales el sector refinador capta actualmente una mayor porción de la renta petrolera, sin que el público consumidor perciba un perjuicio en su contra.

Ambas modalidades ponen de manifiesto el rol de la “re-regulación estatal” en la “planificación de la rentabilidad privada”. El análisis sugiere algunos perjuicios presentes y otros latentes de la actual política petrolera, y muestra los riesgos y consecuencias de esta modalidad de relación perversa entre el sector público y el privado.

1. EL ORIGEN DEL AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA DESDE LA DESREGULACIÓN

La producción petrolera argentina pasó del nivel de los 76 723 m³ día, promedio del año 1990, a 110 596 m³ día en octubre de 1994 según

los datos disponibles publicados por el Instituto Argentino del Petróleo (IAP). Este incremento de aproximadamente 44.1 por ciento respecto a 1990 y equivalente a unos 12.4 millones de m³ al año, ha sido atribuido en repetidas oportunidades, en forma totalmente equivocada, a la “desregulación petrolera” y “al mejor desempeño de los actores privados”.

Así por ejemplo, hacia agosto del año pasado, se afirmó desde la Cámara Argentina de Empresas Petroleras que el incremento de la producción (junio 1993-junio 1992) se debió a un *mejor* desempeño de los operadores privados. Del mismo modo empresarios del sector reiteraron con frecuencia que YPF se desprendió de áreas que le permitieron aumentar la producción y que el sector privado “al hacerse cargo *con responsabilidad* de la explotación de los yacimientos” ha contribuido a elevar la producción tanto en las áreas centrales como en las marginales (antes supuestamente subexplotadas por la empresa estatal).

Estas afirmaciones se avalaron por lo general con una forma contundente de presentar los datos: *a)* mostrando el nivel de incremento en la producción total; *b)* mostrando el aumento de la participación del sector privado y la retracción de la participación de YPF.

Es decir, una lectura simple pero “errónea” de las cifras del cuadro 1, podría llevar a considerar.

CUADRO 1. *Evolución de la producción petrolera en el periodo 1988-1993*

<i>Año</i>	<i>Producción diaria (m³)</i>	<i>Por ciento producido por YPF</i>	<i>Por ciento producido por el sector privado</i>
1988	71 569	65.2	34.8
1989	73 187	62.2	37.7
1990	76 723	59.6	40.4
Enero 1992	86 610	40.8	59.2
Diciembre 1992	93 875	39.4	60.5
Septiembre 1993	97 949	40.0	60.0
Octubre 1994	110 596	42.4	57.6

FUENTE: Boletines de Combustibles de la Secretaría de Energía y datos del IAP.

Esto significaría, a simple vista, que no sólo creció la producción, sino también que en un contexto de crecimiento veloz de esta última, se acrecentó el porcentaje atribuible a las empresas privadas y luego el de YPF entre 1992 y 1994, a una mejora de su rendimiento una vez privatizada.

En efecto, según esta manera “tendenciosa” de interpretar los datos, la producción del sector privado creció en un 156 por ciento entre 1988 y octubre de 1994, mientras que la de YPF disminuyó en un 20 por ciento en diciembre de 1992 en relación con el nivel de 1988, pero aumentó un 19.6 por ciento tras su privatización.

En el juego de palabras utilizado con habilidad por los expositores y difusores, el aumento de las “privadas” va asociado a “eficiencia” y la disminución de la YPF estatal a “ineficiencia”, o frases y palabras de connotación similar.

Pero esta forma de interpretación de las cifras es enteramente errónea, dado que nada se dice acerca de las causas por las cuales se modificaron estos guarismos.

Así, la disminución de la producción de YPF se da en el lapso en que se transfieren áreas centrales y marginales a los actores privados como consecuencia de las privatizaciones, y en un lapso en que también entran en producción nuevas áreas, como luego se verá.

Entonces, el cálculo correcto sólo puede realizarse sobre la base de los datos de la productividad media de cada área antes y después de su privatización.

Es decir, con base en el “catálogo” de áreas en explotación y su respectiva producción, computando la variación del aporte de cada una de ellas en las fechas que corresponda.

Luego deberían analizarse las causas por las cuales se presume aumentó la producción en cada área. Es decir, quién realizó las inversiones y cuándo se realizaron las mismas. Esto es lo que se verá seguidamente.

Como puede ser apreciado en el cuadro 2, el análisis de la contribución de cada área (o grupo de ellas) al incremento de producción entre 1990 y octubre de 1994 revela que los aumentos son atribuibles a las siguientes áreas:

- 1) En un 59.7 por ciento a las áreas operadas en forma directa por YPF (esta contribución fue del 60.7 por ciento tomando el incremento hasta diciembre de 1992).

2) En un 23.4 por ciento a un área del Plan Houston, denunciada como extensión de Filo Morado (área central de YPF), que como se recordará provocó fuertes reacciones de protesta en su momento (la contribución con los datos a diciembre de 1992 era del 18.3 por ciento).

3) En un 11.5 por ciento a tres áreas no detalladas en el inventario de YPF de 1990, a saber: a) El Portón, correspondiente a una nueva asociación de YPF con Mexpetrol, la que no corresponde a ninguna de las privatizaciones publicitadas (esta contribución es del 2.8 por ciento y fue del 3.8 por ciento hacia diciembre de 1992); b) Área Magallanes asociación con Sipetrol (era un área ya desarrollada por YPF) la que contribuye con un 4.6 por ciento del incremento; y c) Aguada San Roque, área cedida a la Total por Decreto 214/94 en compensación de un supuesto perjuicio de dudoso carácter legal.¹

4) En un 2.4 por ciento atribuible a las cuatro principales áreas centrales privatizadas (a diciembre de 1992 la contribución era del 12.4 por ciento). Dentro de este grupo Puesto Hernández solo contribuye con 2.3 por ciento del total (8 por ciento con las cifras hasta diciembre de 1992).

5) En un 4.8 por ciento el contrato de Amoco núm. 7524, reconvertido, que es uno de los que datan de la época de Frondizi y que tenían un precio muy bajo antes de la reconversión (su contribución al aumento registrado hasta diciembre de 1992 fue del 8.8 por ciento).

Nótese que estos cinco casos explican el 101.8 por ciento del incremento a octubre de 1994 y el 103.7 por ciento a diciembre de 1992 (dado que el resto se reparte entre contribuciones positivas de menor importancia y negativas como, por ejemplo, las efectuadas por contratos de riesgo, las antiguas concesiones y otras áreas operadas por los actores privados). (Véanse gráficas 1 a 3 y cuadro 2.)

Es decir, que contrariamente a lo que se ha afirmado o sugerido a través de los medios privados, el 60 por ciento *del incremento de la producción es atribuible directamente a YPF antes de su privatización*. Además, si se consideran las áreas de El Portón, Magallanes,

¹ Aguada San Roque y Aguada Pichana fueron otorgadas por decreto 214/94 como Re-conversión del Contrato núm. 19944 entre Total Austral e YPF.

El argumento se basó en la anulación de un contrato de compra de gas por parte de YPF a US\$ 1.40 el MMBTU cuando todavía el precio estaba regulado en US\$ 0.97 por MMBTU y en el contexto anterior a la privatización del YPF en una operación cuestionable desde todo punto de vista, máxime teniendo en cuenta los antecedentes del propio contrato núm. 19944, pero sobre todo porque la firma del contrato de compra de gas se hizo a un precio superior al que se sabía iba a regir en la desregulación, considerando que el gas de la Cuenta Austral presenta el mínimo valor *Net Back* de las cuatro cuencas argentinas.

CUADRO 2. Origen del incremento en la producción petrolera desde la desregulación

48

	Incremento a diciembre de 1992			Incremento a octubre de 1994			Observaciones acerca de posibles variables explicativas
	En m ³ /día	En por ciento del total	En por ciento sector privado ¹	En m ³ /día	En por ciento del total	En por ciento sector privado ¹	
1. YPF	10 406	60.7		20 234	59.7	—	• Inversiones de YPF antes de ser privatizada
2. Áreas del Plan Houston	3 136	18.3	46.5	7 923	23.4	58.1	• Denunciada como extensión del yacimiento Filo Morado de YPF en el momento de su inclusión en las áreas del PH • Tiene financiamiento de la CFI del BM
2.1. Huantraico	3 092	18.0	45.8	7 909	23.3	58.0	
2.2. Otras	44	0.3	0.7	14	0.1	0.1	
3. Áreas Centrales	2 123	12.4	31.5	809	2.4	5.9	• Tasa interna de retorno 30.7 a 42.5 por ciento. Inversiones antes de ser privatizada • Tasa interna de retorno 16.9 a 22.8 por ciento • Tasa interna de retorno 22.1 a 24.0 por ciento • Tasa interna de retorno 8.3 a 14.5 por ciento ²
3.1. Puesto Hernández	1 370	8.0	20.3	767	2.3	5.6	
3.2. El Tordillo	508	3.0	7.5	344	1.0	2.5	
3.3. Vizcacheras	323	1.9	4.8	105	0.3	0.8	
3.4. El Huemul	—77	—0.4	—1.1	—407	—1.2	—3.0	
4. Áreas Centrales Cuenca Noroeste y Austral	—1 152	—6.7	—17.1	1 835	5.4	13.5	
5. Contratos Reconvertidos	1 677	9.8	24.9	1 527	4.5	11.2	• La reconversión significó un aumento en el precio de este contrato de más del 25 por ciento mientras que en promedio significó una reducción de
5.1. Amoco (7 524)	1 513	8.8	22.4	1 626	4.8	11.9	
5.2. Resto (todos)	164	1.0	2.4	—99	—0.3	—0.7	

ROBERTO KOZULJ

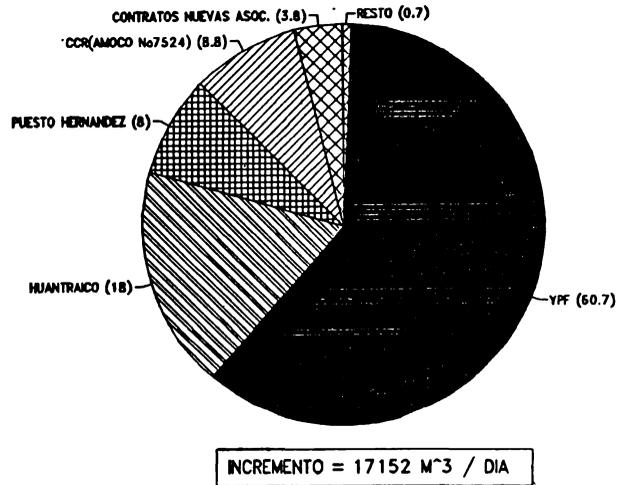
								los contratos solo cubren el 10 por ciento (Contrato de la época de Frondizi que aportó el 31.2 por ciento de toda la producción acumulada por el sector privado entre 1958 y 1990)
6. Áreas Marginales	1 199	7.0	17.8	151	0.4	1.1		• Asociación de YPF con Mexpetrol
7. Áreas no detalladas por YPF en 1990	654	3.8	9.7	3 877	11.4	28.4		• Asociación de YPF con Sipe-trol
7.1. El Portón	654	3.8	9.7	952	2.8	7.0		• Asociación de YPF con total por decreto compensatorio 214/94
7.2. Magallanes	s/d	—	—	1 542	4.6	11.3		en los tres casos se trata de inversiones de YPF antes de la privatización
7.3. Aguada San Roque	s/d	—	—	1 383	4.0	10.1		
8. Áreas Marginales provinciales	35	0.2	0.5	23	0.2	0.2		
9. Antiguas Concesiones	—262	—1.5	—3.9	—467	—1.4	—3.4		
10. Contratos de Riesgo	—665	—3.9	—9.9	—2 039	—6.0	—14.9		
11. Subtotal Sector Privado	6 745	39.3	100.0	13 639	40.3	100.0		
12. Total General	17 152	100.0		33 873	100.0			

¹ Incluye áreas marginales provinciales y la asociación de YPF con Mexpetrol en el área El Portón.

² El cálculo de la Tasa Interna de Retorno está tomado de Kozulj, R. y Bravo, V., "La Política de Desregulación Petrolera Argentina. Antecedentes e Impactos", CEAL, Ed. Bibliotecas Universitarias, Buenos Aires, octubre de 1993.

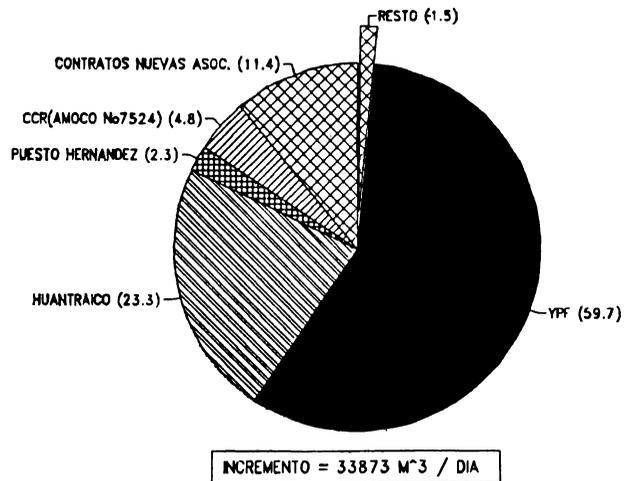
FUENTE: IDEE en base a datos de YPF e IAP.

GRÁFICA 1. *Origen del incremento en la producción petrolera: promedio 1990-diciembre de 1992*



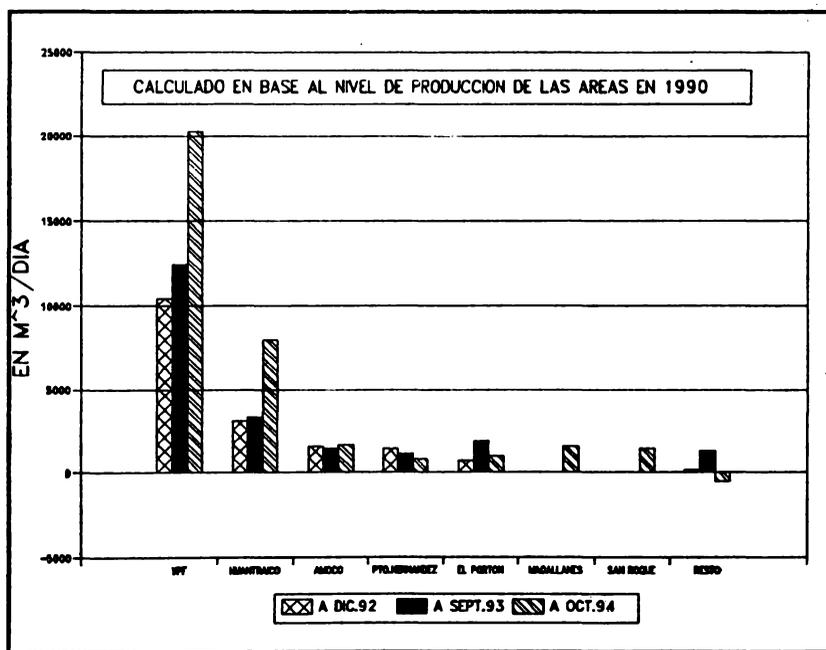
FUENTE: IDEE en base a datos de YPF e IAP.

GRÁFICA 2. *Origen del incremento en la producción petrolera: promedio 1990-octubre de 1994*



FUENTE: IDEE en base a datos de YPF e IAP.

GRÁFICA 3. *Origen del incremento en la producción petrolera desde la desregulación a tres fechas: diciembre 1992, septiembre 1993 y octubre 1994*



FUENTE: IDEE en base a datos de YPF e IAP.

Aguada San Roque y Huantraico, cuyas reservas fueron localizadas y desarrolladas en buena medida por el esfuerzo de YPF, se deduce que prácticamente entre un 80 y 94 por ciento de los aumentos de producción radicaron en el esfuerzo de la empresa estatal.

Es menester aclarar que los fuertes incrementos en la producción en Puesto Hernández obedecieron, en gran medida, a las inversiones previas realizadas por YPF antes de la privatización, ya desde la época en que se lanza el Petroplan, dado que se perforaron entre 1988 y 1990 más de 70 pozos y se duplicó la producción del área antes de su privatización, hecho que no se refleja en las cifras aquí presentadas.

Es interesante remarcar también que dentro de las áreas operadas ahora por el sector privado, las que más contribuyeron al aumento de la producción lo hicieron siguiendo el orden aproximado de su rentabilidad teórica calculada, como era de esperar (véanse las observaciones del cuadro 2).

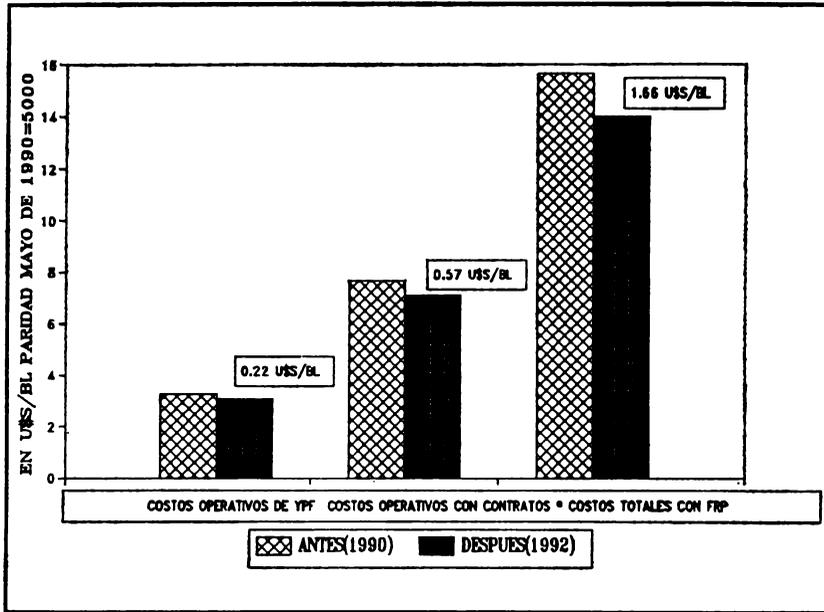
La empresa estatal ha afirmado que el desprendimiento de las áreas marginales y centrales, le ha permitido a YPF concentrar sus esfuerzos para aumentar la producción, pero esto ciertamente no se deduce del análisis de la reducción de los costos unitarios lograda por el redimensionamiento de la empresa tras la venta de áreas centrales y marginales. En efecto, cuando se considera el resultado conjunto de la reconversión de contratos, de la privatización de áreas centrales y de las marginales, se observa que la reducción de costos medios lograda por el achicamiento de la empresa *upstream* no texto de los precios desregulados una notable pérdida para YPF, antes de su privatización.

Así, un análisis detallado con base en los costos operativos y en los costos totales por yacimiento, indica que los costos unitarios resultantes antes y después de los programas que acompañaron a la desregulación han mejorado sólo ligeramente. Si consideramos sólo los costos operativos —excluyendo de ellos los costos de adquisición a los contratistas en la situación anterior a la desregulación petrolera— tenemos que la disminución fue de sólo US\$ 0.22 por barril, esto es 1.2 por ciento del precio total de venta.² Si consideramos los costos operativos incluyendo los de adquisición en ambas situaciones (antes de la desregulación a los contratistas, después de ello en el mercado desregulado) la disminución ha sido del orden de los US\$ 0.57 por barril, esto es el 3 por ciento del precio de venta. Por último, si suponemos los costos de largo plazo (incluyendo la figura contable de YPF de Fondo de Reposición de Pozos) la disminución ha sido de US\$ 1.66 por barril, es decir, el 9 por ciento del precio de venta (ver gráfica 4).³

² Si este análisis se realizara con los datos de costos de 1987 y 1989 en vez de hacerlo con los de mayo de 1990 los resultados para YPF serían desfavorables aun desde el punto de vista de la reducción de los costos unitarios. Es decir, en vez de una reducción se efectuará un ligero aumento.

³ Esta línea de argumentación no implica afirmar que YPF no haya logrado disminuir sus costos por debajo de estas cifras, sino simplemente que la causa de dicha disminución no ha sido la privatización sino, en todo caso, una explotación más intensiva de las áreas centrales en poder de YPF. Esta política de acelerar la extracción de los recursos más probados y de menor costo, puede conducir a situaciones que requieran importar crudo en un horizonte relativamente cercano, con un perjuicio en el futuro para los consumidores.

GRÁFICA 4. *Costos unitarios antes y después de la desregulación petrolera. En US\$/bl*



* Para la situación de 1992 esta figura incluye costos de adquisición de 4 millones de m³ en el mercado desregulado

FUENTE: IDEE con base en datos de YPF.

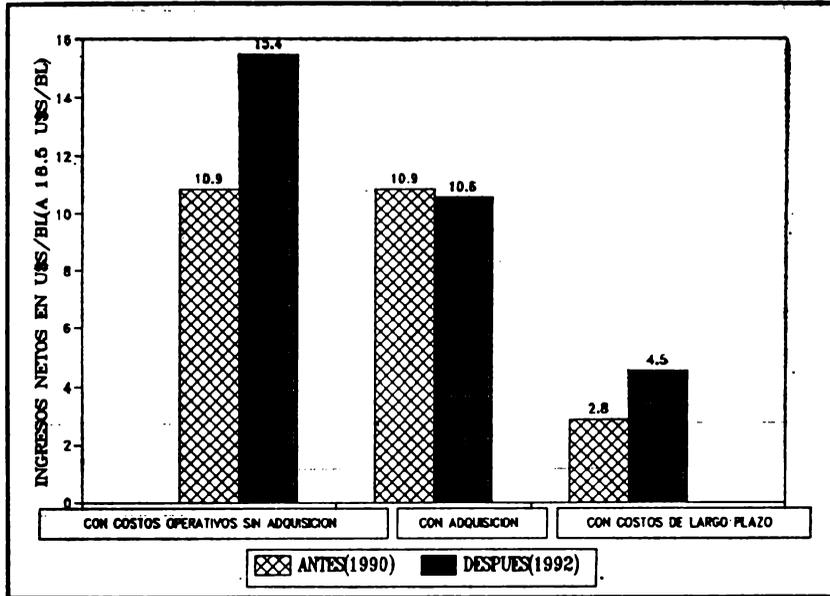
Pero este argumento oculta el hecho de que dicha disminución de costos se hizo a expensas de una pérdida de capacidad de ventas de aproximadamente 11 900 m³.⁴

Nótese que con la nueva ecuación de costos los ingresos unitarios

⁴ El cálculo se realiza sobre las cifras de 1990 en ambos casos. Para la situación anterior se consideran los 16 696.6 m³ producidos por Administración y los 10 550.9 por contratos. Para la situación equivalente posterior a la desregulación se toma 41.7 por ciento de la suma de ambas cifras (27 247.5), es decir, 11 362.2 m³ y se le suman los 4 000 m³ adquiridos en el mercado desregulado, es decir, 15 362 m³ en total. De allí surge una pérdida de ventas de 11 885 m³. Esta figura cierra bastante bien con los volúmenes efectivamente procesados por YPF en 1991.

de YPF se comportan según lo ilustrado en la gráfica 5a en la cual el ejercicio se realiza en el supuesto de un precio de venta de US\$/bl. 18.5.

GRÁFICA 5a. *Ingresos unitarios netos de costos según criterio de imputación de costos unitarios en US\$/bl...*



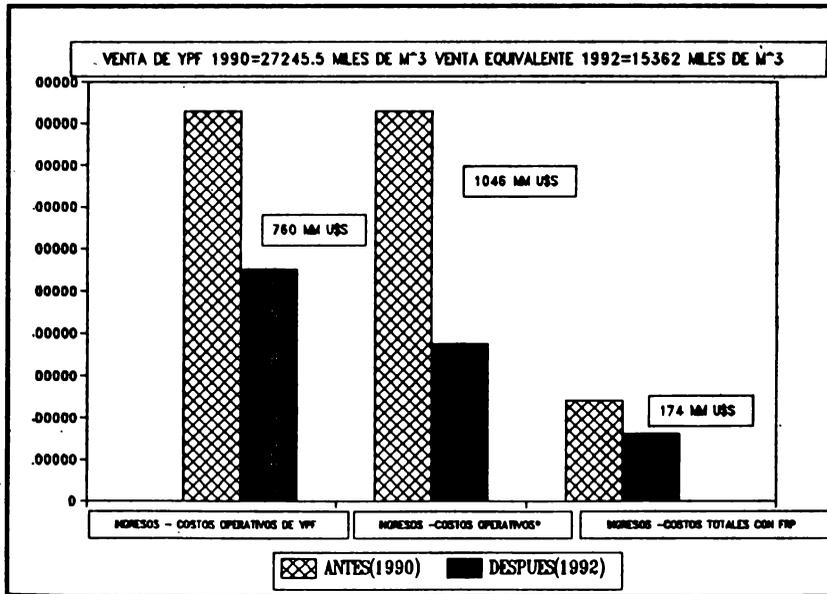
Pero véase que estos “ligeramente mejores ingresos unitarios” le producen a YPF una “pérdida” respecto a su situación anterior del orden de los 760 millones de dólares si se consideran los costos operativos y los de adquisición en la situación anterior a la desregulación y sólo los operativos en la situación posterior (caso a); del orden de los 1 046 millones de dólares si se tienen en cuenta en ambos casos los costos operativos y los de adquisición (caso b) y del orden de los 174 millones en el caso de los costos de largo plazo (caso c) (gráfica 5b).

Es decir, que el resultado conjunto del “achicamiento” de YPF ha sido de pérdida y no de ganancia y sería aún más desfavorable con los datos de costos por áreas de 1987 y 1989.

En consecuencia, no pareciera ser que el redimensionamiento de YPF o sus menores costos tras las “privatizaciones periféricas” (de áreas

GRÁFICA 5b. *Ingresos netos de costos operativos y totales en 1990 y en 1992**

(En miles de millones de dólares)



* Calculado, en ambos casos, con volúmenes de 1990.

** Para la situación de 1992 esta figura incluye costos de adquisición de 4 millones de m³ en el mercado desregulado.

FUENTE: IDEE con base en datos de YPF.

centrales y marginales) haya sido la causa que posibilitó el incremento de la producción de esta empresa, antes de ser privatizada.

De cualquier modo, y al margen de lo recién expuesto, no caben dudas respecto a que el 60 por ciento del origen del incremento de la producción petrolera corresponde al esfuerzo productivo de YPF antes de ser privatizada a pesar de que el desprendimiento de sus áreas centrales y marginales privatizadas redujeron su participación en la producción del 60 por ciento en 1990 a sólo 42.4 por ciento en octubre de 1994.⁵

⁵ Hacia octubre de 1994, una sola de las áreas centrales de YPF respondía por el 46 por

Por otra parte, como se apreciará la mejora de la rentabilidad de YPF se explica esencialmente por la disminución de impuestos a los combustibles, y no por su mayor eficiencia.⁶

Pero, antes de finalizar este punto, es importante remarcar que todo el análisis efectuado respecto al origen del incremento de la producción petrolera revela sin lugar a dudas la escasa inversión privada genuina (ni siquiera de riesgo), y la tendencia reptitiva del sector privado de apropiarse de rentas provenientes de la inversión pública y de la reducción en la presión fiscal, a través de una política originada en el propio Estado.

2. LA EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DESDE LA DESREGULACIÓN PETROLERA

En una publicación relativamente reciente⁷ se había realizado un análisis comparativo de los precios del petróleo y de los combustibles en el periodo que abarca de enero de 1991 (fecha de entrada en vigencia de la política de desregulación petrolera) hasta agosto de 1993.

Como una de sus principales conclusiones el breve estudio señalaba que:

Paradójicamente, como primeros resultados de la reciente privatización y desregulación de esta industria, puede decirse que no se aprecia que el mercado actúe como regulador en beneficio de los consumidores finales, y existen algunos indicios a partir de los cuales se puede inferir que se estarían produciendo una suerte de acuerdos oligopólicos, de características perjudiciales para el consumidor final, que no se encuentra debidamente protegido con la legislación actualmente vigente.

Esta conclusión se derivaba del análisis de la evolución de los precios del crudo y de los derivados en los treinta y dos meses analizados de vigencia de la nueva política. Actualizando los datos a diciembre de 1994 se obtuvo que mientras el precio del crudo cayó en US\$ 51

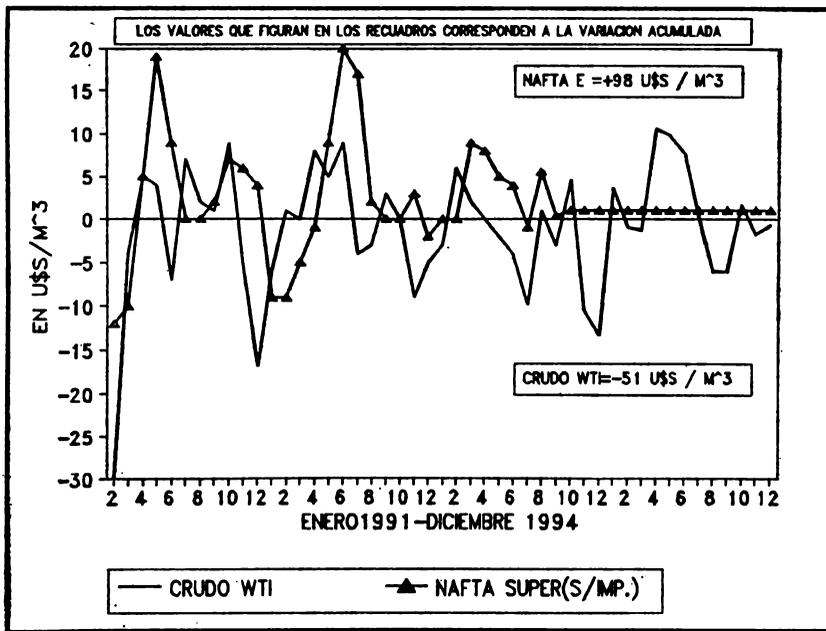
ciento de la producción de la empresa y por el 19.6 por ciento de la producción nacional. Se trata del área Rincón de los Sauces, correspondiente a la Administración Plaza Huinca.

⁶ Esto no implica desconocer que pueden haberse logrado importantes "mejoras" de gestión desde la desregulación, en especial por la disminución del personal de la empresa.

⁷ Cf. Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, *Análisis Comparativos de los Precios de Petróleo y Combustibles, periodo enero 1991-agosto 1993*, Depto. Técnico IAE Gral. Mosconi, Buenos Aires, octubre de 1993.

por m³ (US\$ 8.1 por barril) el precio de la nafta especial por ejemplo, se incrementó en US\$ 98 por m³ (US\$ 15.6 por barril) en los cuarenta y ocho meses que comprenden el lapso enero de 1991 a diciembre de 1994.

GRÁFICA 6. Variaciones mensuales del precio del crudo (WTI) y de la nafta super (sin/imp)



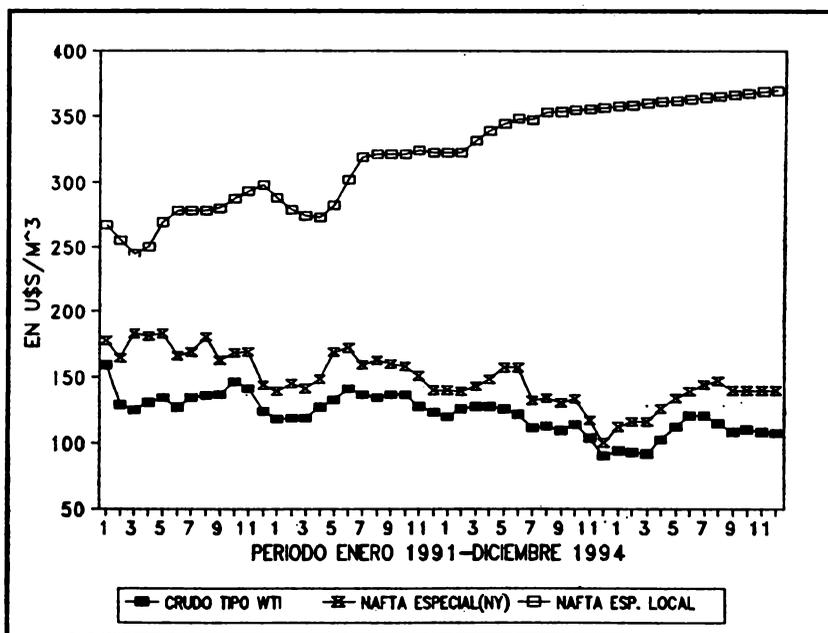
FUENTE: Elaboración propia de los datos presentados en IAE, *Análisis Comparativo de los Precios de Petróleo y Combustibles, periodo enero 1991-agosto 1993*, Departamento Técnico IAE "Gral. Mosconi", octubre de 1993. Los datos a 1994 se actualizaron por interpolación con los valores a diciembre de 1994 para el caso de la nafta especial. En el caso de los precios del crudo los valores se tomaron del IAE.

En la gráfica 6 se representa la variación mensual del precio del crudo tipo WTI, tomada como una de las bases para las transacciones internas entre productores y refinadores, y las mismas variaciones para el precio de la nafta especial en la zona de Capital Federal y Gran

Buenos Aires, considerando los precios sin impuestos. *Es notable observar que cuando el precio del crudo cae, el de la nafta no lo hace en medida similar, mientras que cuando el precio del crudo sube, el aumento de las naftas ha sido por lo general más que proporcional.* Este comportamiento conduce a que en el análisis estadístico, la correlación entre precio del crudo (variable independiente) y el precio de la nafta (variable dependiente) sea muy baja y la elasticidad negativa.

El mismo análisis estadístico realizado tomando la serie de precios de la nafta especial en el mercado de combustibles de Nueva York, arroja en cambio una correlación razonablemente alta y una elasticidad positiva y cercana a 1. Este hecho se puede observar “visualmente”, en la gráfica 7.

GRÁFICA 7. Precios del crudo y de la nafta especial mercado local y Nueva York

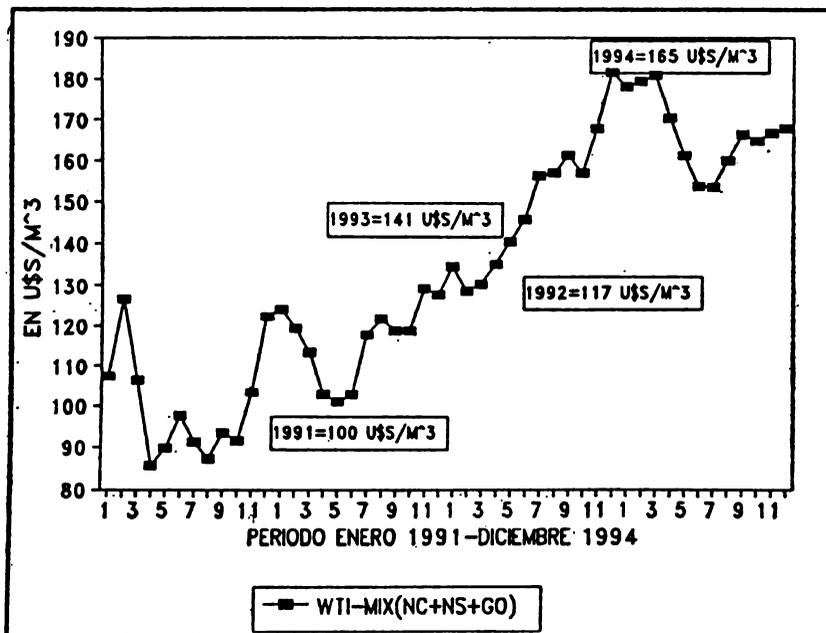


FUENTE: Elaboración propia de los datos presentados en IAE, *Análisis Comparativo de los Precios de Petróleo y Combustibles, período enero 1991-agosto 1993*, Departamento Técnico IAE “Gral. Mosconi”, octubre de 1993. Los datos para nafta especial local se actualizaron a diciembre de 1994 por interpolación. El resto se obtuvo del propio IAE.

En palabras más sencillas este hecho revela sin lugar a dudas que en Argentina el mercado se está comportando en forma anómala (considerando el modelo de competencia supuesto al iniciar la política, aunque sin tener en cuenta un mercado oligopólico), lo cual es obvio y ya se sabía, o al menos era previsible, al implementar la política desregulatoria.

En el intento de aumentar la objetividad de este análisis, se estudia también la evolución del margen entre el precio del mix de ventas de los tres principales derivados (nafta especial y común + gas oil) y el precio del crudo y se advierte que este margen aumentó un 17 por ciento durante 1992 respecto a 1991 y un 65 por ciento en promedio entre 1991 y 1994 (véase gráfica 8).

GRÁFICA 8. *Evolución de la diferencia entre el precio del crudo y de los derivados*



FUENTE: Elaboración propia de los datos presentados en IAE, *Análisis Comparativo de los Precios de Petróleo y Combustibles, periodo enero 1991-agosto 1993*, Departamento Técnico IAE "Gral. Mosconi", octubre de 1993. La actualización a diciembre de 1994 se realizó con base en los valores interpolados entre agosto de 1993 y 1994 para el caso de los combustibles. Para el caso del crudo los valores mensuales corresponden a datos del IAE.

Es importante señalar que en el ínterin el Estado Nacional reasignó una parte importantísima de recursos provenientes del impuesto a la transferencia de combustibles líquidos, cuyo monto a los valores y volúmenes actuales equivaldría a unos 1 450 millones de dólares de 1990 anuales.⁸ Dicha reasignación se hizo con el propósito de reducir “el alto costo argentino”, especialmente para el agro, vía reducción en el precio del gas *oil*.

Según estimaciones preliminares, estas diferencias de precios entre el del insumo principal y los derivados ha implicado para las empresas petroleras que operan *downstream* (principalmente YPF, ESSO y Shell) obtener ganancias adicionales estimadas entre 700 a 1 000 millones de dólares anuales sin considerar los lubricantes y otros derivados.

Lo curioso del caso, es que esta mayor rentabilidad no se ha obtenido a través de aumentos de precios demasiado importantes para el público, en parte por lo ya dicho respecto a la disminución de la presión fiscal, y en parte debido a la paridad cambiaria y a la drástica modificación en los precios relativos que se produjo conjuntamente con la progresiva apreciación de la moneda argentina desde 1990.

Antes de analizar las complejidades de esta temática convendría dejar sentado que el margen bruto de refinación y comercialización resultante actualmente en Argentina es muy superior al que se registra en otros países del mundo y también es mayor al que rigió históricamente en Argentina. Nótese que para los tres productos de mayor venta (NC, NE y GO) este margen bruto que era de US\$ 15.5 de 1990 por barril, en 1991, subió a US\$ 17.6 de 1990/bl en 1992, a US\$ 20.5 de 1990/bl en 1993 y a cerca de US\$ 24 de 1990 en 1994, frente a un margen del orden de los US\$ 2.2 de 1990/bl para los derivados comercializados en la costa del golfo de Estados Unidos (crudo tipo WTI) y de US\$ 8.6 de 1990/bl para los derivados comercializados en la costa oeste de Estados Unidos (crudo de Alaska) cifras calculadas como promedios aproximados durante el curso de 1993.⁹

Del mismo modo, la cifra de 1992 en Argentina superaba los valores

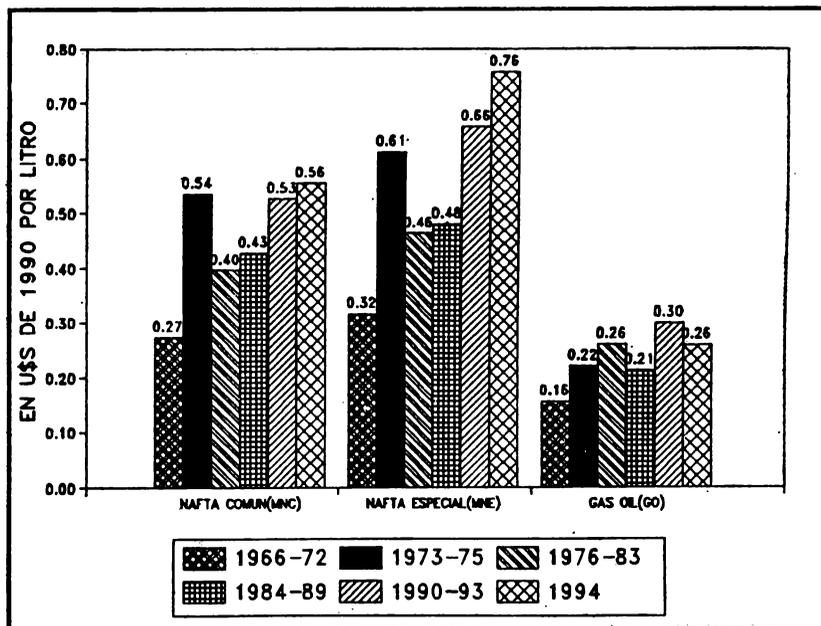
⁸ Esta cifra surge de considerar todas las sucesivas modificaciones en la legislación y normativa impositiva desde la desregulación, modificaciones que redujeron la participación fiscal en el ingreso petrolero bruto desde un 53.8 por ciento en 1988 a sólo un 38.9 por ciento en 1992, sobre un ingreso petrolero estimado en el orden de los 9 700 millones de dólares de 1990. Cf. Kozulj, R. y Bravo, V. *La Política de Desregulación Petrolera Argentina. Antecedentes e Impactos*, CEAL, Ed. Bibliotecas Universitarias, Buenos Aires, octubre de 1993.

⁹ Cf. *Energy Detente*, vol. XV, núm. 1, 14 de enero de 1994.

que este margen tuvo en promedio en el país, por ejemplo, a lo largo del prolongado lapso 1976-1988.

Es decir que, si bien es cierto que con el incremento en la diferencia entre el precio del crudo y los derivados, las empresas refinadoras deben hacer frente a un mayor costo interno (el que se deriva de la propia "apreciación" de la moneda local), también es plausible pensar en que el margen neto en dólares ha sido mayor tras la desregulación, no sólo debido a la composición y niveles de costos y precios relativos, sino también por un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada tras la desregulación. El análisis detallado de este tema nos alejaría, del propósito central de esta sección, que es mostrar cómo y por qué estos altos márgenes, y la alineación de los precios internos con los internacionales después de la desregulación del mercado petrolero

GRÁFICA 9. *Precios promedio de los principales combustibles en US\$ de 1990 por litro*



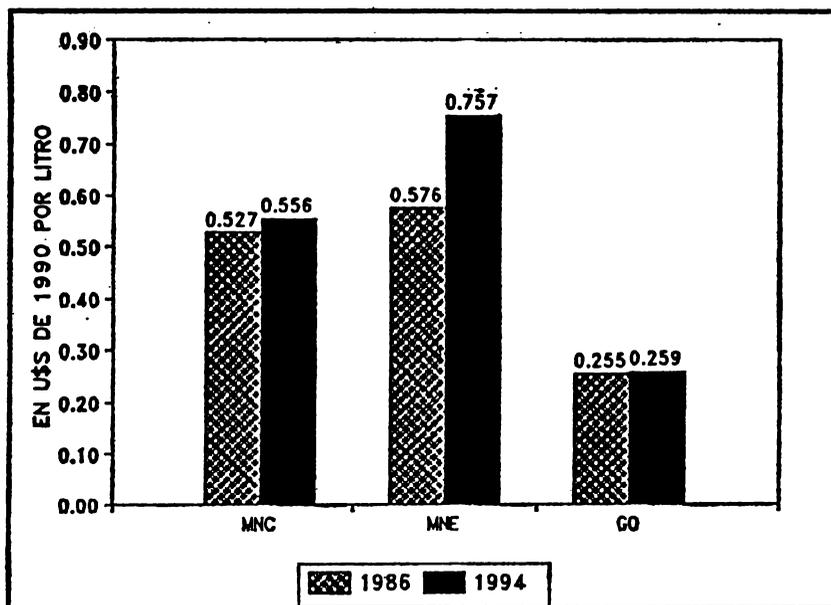
FUENTE: IDEE.

en Argentina, no se tradujeron en un perjuicio directo en contra del público consumidor a pesar del claro comportamiento oligopólico de los agentes privados. Esta estimación, respecto a la ausencia de perjuicio, no es aplicable cuando el análisis se realiza considerando al público en general, por lo que luego será mencionado en relación con las consecuencias globales de esta política, en especial en el largo plazo.

En primer lugar, se verá que los precios finales de los derivados, expresados en dólares constantes de 1990, han ocurrido después de la desregulación, más altos que los que rigieron históricamente en Argentina (ver gráfica 9).

Nótese, por ejemplo, que en el caso de la nafta especial el incremento ha sido máximo y del orden de casi 60 por ciento con respecto al valor medio del periodo 1984-1989 (76 centavos de dólar por litro contra 48 centavos el litro).

GRÁFICA 10. *Precios de venta al público de los combustibles en US\$ de 1990 por litro*

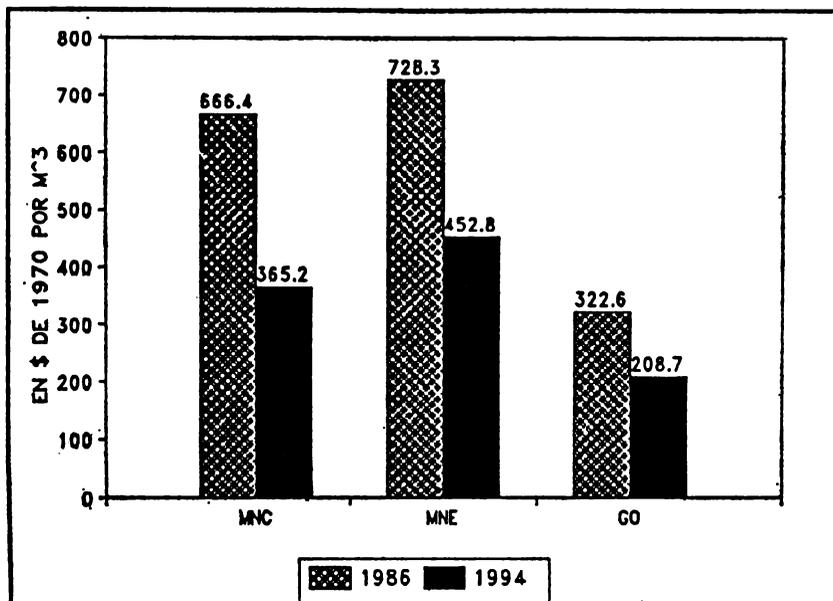


FUENTE: IDEE.

Esto mismo se refleja también con claridad en la gráfica 10 cuando la comparación se realiza entre los valores actuales de los combustibles y los que rigieron durante el primer año de vigencia del Plan Austral. Allí se muestra que la nafta especial es un 31 por ciento más cara en dólares constantes en la actualidad que entonces, mientras que los valores de la nafta común y del gas *oil* son hoy ligeramente superiores a los de 1986, año de “relativa apreciación” de la moneda argentina en el contexto del inicio del citado Plan Austral.

Lo curioso, sin embargo, es constatar que cuando estos mismos valores se expresan en moneda local constante, los precios actuales son mucho más bajos que en 1986 (ver gráfica 11), para todos los combustibles.

GRÁFICA 11. *Precios de venta al público de los combustibles en pesos de 1970 por metro cúbico **

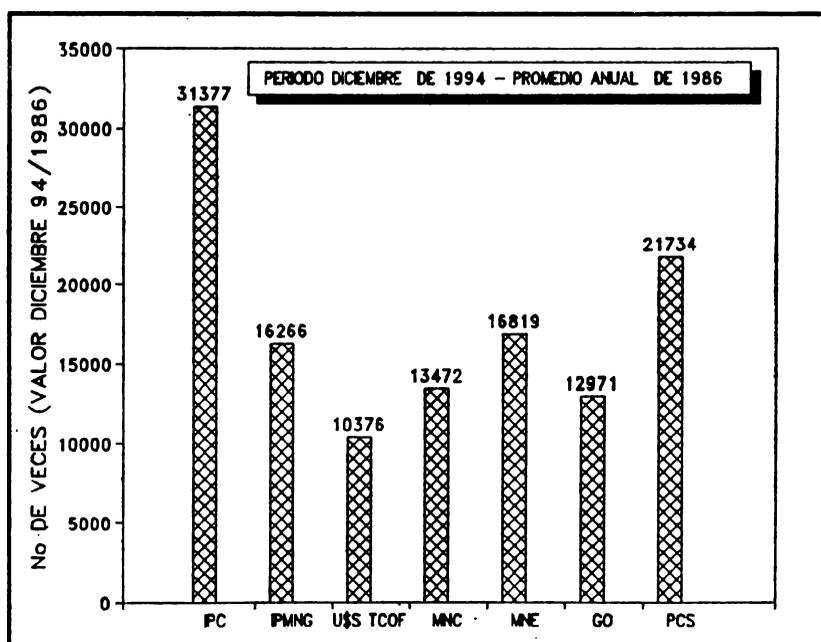


* Los valores en pesos de 1970 resultan de ponderar en 2/3 el índice de precios al consumidor y en 1/3 el índice de precios mayoristas nivel general, y aplicar este deflactor “combinado” a los valores corrientes anuales del precio de los combustibles.

FUENTE: IDEE.

En la gráfica 12 se presenta una comparación de la evolución de los distintos índices y precios entre el promedio anual de 1986 y diciembre de 1994, evolución que permite explicar "la aparente contradicción" entre los resultados presentados en las dos últimas gráficas, 10 y 11.

GRÁFICA 12. *Comparación de niveles de incremento en los diversos índices de precios y los combustibles*



IPC: Índice de Precios al Consumidor, IPMNG: Índice de Precios al por Mayor Nivel General; US\$ TCOF: Tipo de Cambio Oficial o Paridad del dólar estadounidense; MNC: Motonafta Común; MNE: Motonafta Especial; GO: Gas Oil; PCS: Poder de Compra Salarial (estimado).

FUENTE: IDEE.

Nótese que los combustibles subieron entre diciembre de 1994 y el promedio anual de 1986 un 25.30 por ciento más que el dólar (caso NC y GO) y 62 por ciento más en el caso de la NE, pero estos incrementos

fueron muy inferiores al registrado por el índice de precios al consumidor e inferiores aún al del poder de compra salarial estimado, basado en la evolución del salario real,¹⁰ ese mismo como se ve, se incrementó por debajo del IPC.

Ahora bien, esta disminución comparativa del precio de los combustibles debida a las particularidades cambiarias y de precios relativos fue compatibilizada con el aumento del margen de refinación y comercialización, no sólo por la disminución de los precios del crudo en el último año, sino también por la disminución de la presión fiscal. Dicha disminución se realizó a través de las sucesivas modificaciones efectuadas al impuesto a la transferencia de los combustibles líquidos, lo que permitió dos cosas: *a)* aumentar el margen bruto y neto de las empresas que operan en los eslabones *downstream*; y *b)* que dicho aumento en el margen no impactara directamente en los precios al público. A su vez, esto último condujo a una reducción de los costos unitarios de refinación en tanto se logró una mayor utilización de la capacidad de refinación respecto a los elevados márgenes de capacidad ociosa con que operaron en el pasado, en especial, las empresas ESSO y Shell.

Este mayor uso de la capacidad de refinación fue inducido a su vez, por el aumento de la demanda logrado por el nuevo juego de precios relativos internos.

En las gráficas 13 y 14 se pueden apreciar los impactos de las políticas petroleras de precios y fiscales, tanto sobre el tamaño del ingreso petrolero, como sobre su distribución aproximada. La gráfica 13 representa la situación anterior a las desregulación (1988) y la 14 la del año 1992.

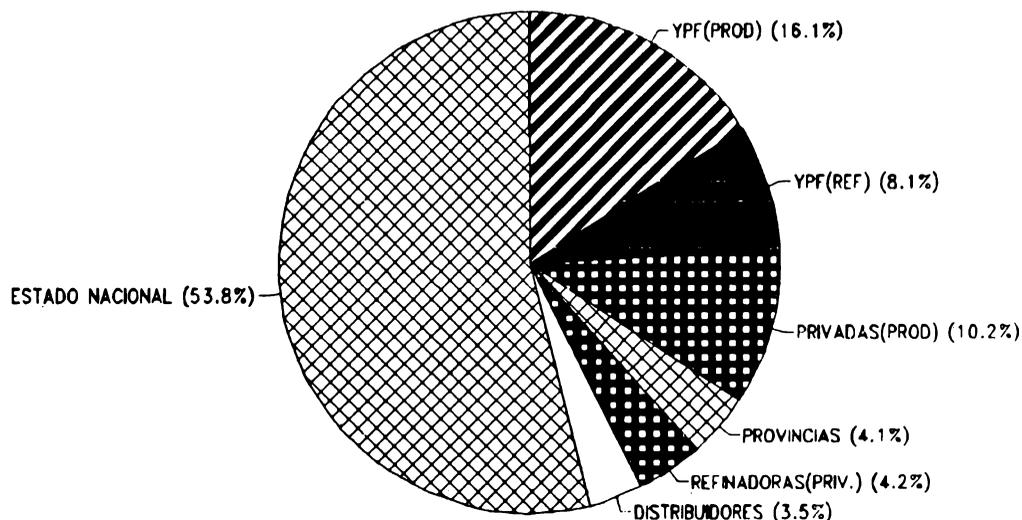
Como se deduce de las gráficas presentadas, la participación del Estado nacional en la captación del ingreso petrolero total disminuyó en casi 15 puntos de los cuales el 50 por ciento pasaron a los excontratistas de YPF (u operadores privados *upstream*); un 30 por ciento a los refinadores y comercializadores privados; un poco más del 15 por ciento a la empresa YPF (ahora privada) y un 4 por ciento a las provincias.

¹⁰ Tomando como base el nivel del salario real y el de su poder de compra = 100 en 1985, los valores de 1986 son 99.3 para salario real y 105.6 para el poder de compra salarial, mientras que en 1993/1994 el salario real tiene un valor 68.3 y el poder de compra salarial 76.2. Nótese que el valor 21.792 resulta de aplicar $76.2/105.6$ al valor del incremento en el IPC, dado que por definición el salario real se calcula en base a este índice.

GRÁFICA 13. *Distribución del ingreso petrolero bruto*
Año 1988

Ingreso Petrolero Unitario
252 US\$ de 1990/TEP
369 pesos de 1970/TEP

Ingreso Petrolero Bruto Total
5.949 millones de US\$ de 1990
8.705 millones de pesos de 1970



FUENTE: IDEE, Cf. Kozulj, R. y Bravo V., *op. cit.*, p. 214.

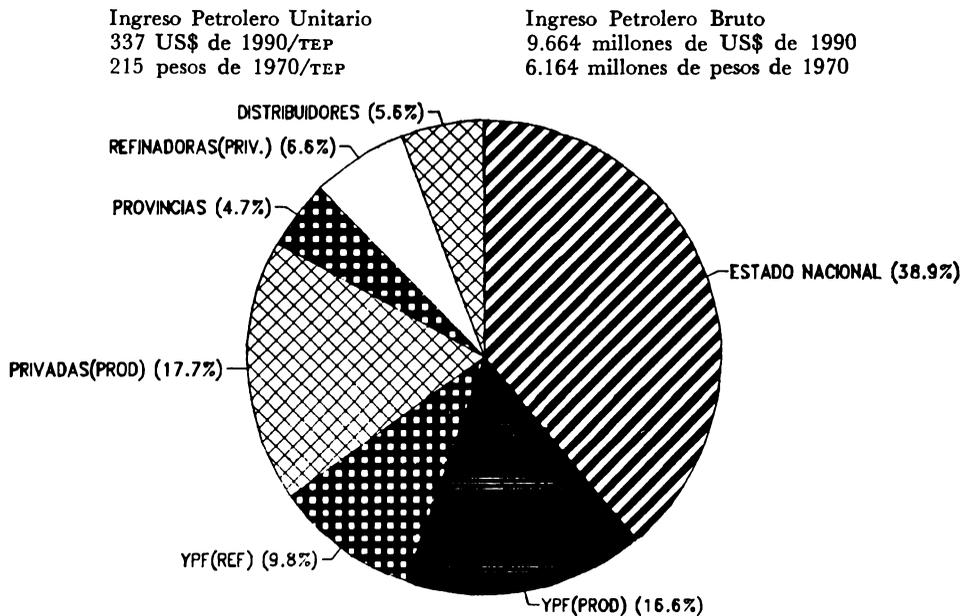
Sin embargo, buena parte de esta disminución de la presión fiscal sirvió para que los precios de los combustibles, en términos internos fueran más bajos que en el pasado inmediato.

Esta forma de haber viabilizado la política de desregulación tiene, como una de sus desventajas para el público en general, el hecho de que el Estado o bien deberá aumentar la presión fiscal en otros sectores, o no se hallará en condiciones de mantener el nivel de prestación de servicios en un futuro muy próximo, cuando no se disponga del ingreso por privatizaciones para cerrar las cuentas fiscales.

Este efecto "recesivo" ya se ha comenzado a sentir con fuerza, así como una mayor presión fiscal ejemplificada en la reciente alza de 3 puntos en el Impuesto al Valor Agregado.

Por otra parte las distorsiones en la política de precios inducen a un

GRÁFICA 14. *Distribución del ingreso petrolero bruto*
Año 1992



FUENTE: IDEE, Cf. Kozulj, R. y Bravo V., *op. cit.*, p. 258.

consumo exagerado de combustibles en el presente ¹¹ y no alientan nuevas inversiones, ya que la ecuación precios-costos es muy atractiva para el sector privado en tanto no deba computar en estos últimos las cargas de capital que implican una expansión a largo plazo; de ocurrir tal situación, los niveles de precios actuales, elevados en términos históricos, deberían confrontarse con costos de largo plazo también elevados en términos históricos y no está claro que ello fuera a arrojar resultados atractivos para el sector privado (esta es una de las razones de ausencia de exploración privada y que explica lo expuesto en el punto 2 de este artículo).

Esto significa que el programa cierra bien a mediano plazo, no así más allá de este horizonte en el cual se acumulan las latencias dejadas por la actual política.

¹¹ Incluyendo las exportaciones de crudo.

CONCLUSIONES

Los temas tratados en las dos secciones anteriores, relativos al origen del aumento de la producción petrolera tras la desregulación y al comportamiento de los precios y márgenes en las etapas *downstream*, revelan los mecanismos que operan tras la nueva política y que se hallan en estrecha relación con el tema de la “planificación de la rentabilidad privada desde el Estado”.

El análisis ha mostrado, que el aumento de la producción no ha sido resultado ni de una mayor eficiencia privada ni de inversiones genuinas realizadas por este sector en respuesta a los estímulos ofrecidos por la nueva política. Por el contrario, muestra que una vez más el esfuerzo principal lo realizó el Estado a través de YPF antes de ser privatizada; es decir, que la mayor producción petrolera se hizo mayoritariamente con dinero público, al tiempo que el sector privado invirtió en áreas sin riesgo y compró, a través de las privatizaciones, un flujo de caja actualizado a tasas más que razonables, justamente teniendo en cuenta prácticamente ausencia de riesgo.

En la segunda sección se ha intentado mostrar la compleja interrelación entre precios relativos de los combustibles, paridad cambiaria, márgenes apropiados por las refinadoras y política fiscal. Se ha visto cómo se ha hecho posible una práctica alineación de precios y de márgenes incluso muy superiores a los internacionales, sin que el público consumidor resintiera los impactos negativos y sin que se contrajera la demanda, por el contrario, esta última resultó incluso expandida.

Se ha mostrado que el Estado nacional a través de su menor participación en el ingreso petrolero ha sido responsable en buena medida de estos resultados exitosos.

Sin embargo, el mismo análisis revela, cuando se le une al efectuado sobre el primero de los temas, el corto alcance de esta política. Esto es por varios motivos. El primero porque el juego de precios relativos actuales maximiza la rentabilidad sobre las inversiones ya efectuadas (por el Estado, es decir por el aporte de la comunidad en su conjunto en el pasado) pero no necesariamente alienta nuevas inversiones privadas (téngase en cuenta por ejemplo que el costo medio de largo plazo de YPF calculado a la paridad de mayo de 1990 similar a la actual en términos reales, se situaba en los US\$ 14 por barril).

Luego, si bien el Estado recauda actualmente la misma cantidad que antes de dólares por “unidad de petróleo explotada”, esta cifra

representa cerca de la mitad o menos expresada en poder de compra interna de esos dólares, o expresada en términos de “efectividad del estos resultados exitosos.

Por otra parte se tiene que la nueva política induce a un rápido agotamiento de las reservas con una recuperación muy baja de las inversiones pasadas.

Pero además, la privatización de YPF trajo como consecuencia la pérdida de la disponibilidad de las divisas logradas por la mayor exportación de petróleo, justamente uno de los objetivos que la nueva política se proponía alcanzar.

Poco más de un año después de haber sido privatizada, YPF adquirió una empresa petrolera estadounidense altamente endeudada, la MAXUS, y ofreció como garantía del préstamo sus exportaciones.

Este cuadro, junto con las tensiones acumuladas en la economía, permiten prevenir situaciones en extremo complicadas en un mediano plazo, no sólo para el sector petrolero, sino en particular para la economía nacional vista en su conjunto.

Una última reflexión: ¿Es lícito usar la hacienda pública como si fuera un asunto privado? La respuesta es no, de ningún modo lo es, y si se sigue insistiendo que lo sea, no será de extrañar que América Latina siga presentando los índices más elevados de población por debajo de la línea de pobreza absoluta, junto con niveles de ingreso per cápita elevados y, hasta en algunos “dichosos” casos, “crecientes” en el tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

- Diario *Clarín*, 13 de diciembre de 1993.
Energy Detente, vol. XV, núm. 1, enero de 1994.
Instituto Argentino del Petróleo, *Producción privada de petróleo discriminada por operador*, septiembre de 1993 y diciembre de 1992.
Instituto Argentino de la Energía Gral. Mosconi, *Análisis comparativo de los precios de petróleo y combustibles. Periodo enero de 1991-agosto de 1993*, Departamento Técnico del IAG “Gral. Mosconi”, octubre de 1993.
Kozulj, R. y Bravo V., *La política de desregulación petrolera Argentina. Antecedentes e impactos*, Colección Bibliotecas Universitarias, Buenos Aires, CEAL, octubre de 1993.
YPF, *Anuario Estadístico 1990*, Buenos Aires, 1992.