

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO

LA DESNACIONALIZACIÓN DEL PETRÓLEO VENEZOLANO EN LOS AÑOS NOVENTA:

(I) *LA INTERNACIONALIZACIÓN*

(II) *LOS CONVENIOS OPERATIVOS*

(III) *LOS CONVENIOS DE ASOCIACIÓN*

INFORME DIRIGIDO A LA ASAMBLEA NACIONAL

POR MEDIO DE LA

‘COMISIÓN ESPECIAL PARA INVESTIGAR LAS IRREGULARIDADES
DETECTADAS POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO, COMETIDAS
EN LA FORMULACIÓN Y CELEBRACIÓN DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS,
DE LAS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS Y DE LOS NEGOCIOS DE
INTERNACIONALIZACIÓN’

Septiembre de 2005

LA DESNACIONALIZACIÓN DEL PETRÓLEO VENEZOLANO EN LOS AÑOS NOVENTA (I):

LA INTERNACIONALIZACIÓN

“El proceso de Internacionalización se estructuró sobre un sistema complejo de más de 70 empresas, con una estructura organizativa, contable y financiera, que fueron diseñadas para evadir el control del Estado sobre estas inversiones, siendo imposible por parte de éste, siquiera conocer de los estados auditados, manejo de dividendos, pago de impuestos, endeudamientos, gracias a un férreo “Velo Corporativo” que se interpuso entre los negocios internacionales y el control del Estado Venezolano. He aquí la caja negra de PDVSA.

Detrás de ese “Velo Corporativo” sucedieron entre otras, cosas como éstas: descuentos en el precio del petróleo, liquidación de regalías en base a estos precios con descuento, endeudamiento en el exterior, colocando nuestra factura petrolera como colateral de las deudas de Citgo vulnerando de manera evidente nuestra soberanía y violentando el principio de unidad del tesoro. Desde 1989, se aplicó el concepto de “renta mundial”, con lo que por ejemplo, todos los costos financieros de la internacionalización terminaron como costos de PDVSA en Caracas, en detrimento del impuesto sobre la renta.”

Ing. Rafael Ramírez
Ministro de Energía y Petróleo,
Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A.
Alocución a la Comisión Especial
de la Asamblea Nacional,
25 de Mayo de 2005.

	<i>Páginas</i>
RESUMEN EJECUTIVO	1—17
INFORME	1—66

RESUMEN EJECUTIVO

La internacionalización, de acuerdo a la definición de PDVSA, es “la política de inversiones en el extranjero de la Industria Petrolera Nacional, orientada a la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores”.

CUADRO C1: PDVSA. CRONOGRAMA DE ADQUISICIONES DE ACTIVOS FUERA DE VENEZUELA DENTRO DEL PROGRAMA DE INTERNACIONALIZACIÓN (1983-2005)

Nombre y localización	Fecha	País †	Participación PDVSA	Socio original (si aplica)	Socio actual (si aplica)	Vendedor (si aplica)	Capacidad MBD ó MMB*	Costo MMUSD
<i>Refinerías</i>								
Ruhr Öl GmbH., Gelsenkirchen	1983	RFA	50%	Veba Öl	Deutsche BP	+++	250	125
Oberheimsche Mineralölwerke GmbH., Karlsruhe @	1985	RFA	16.5%	Veba Öl	Deutsche BP	+++	174	55
Erdöl Raffinerie Neustadt GmbH., Neustadt @@	1985	RFA	12.5%	Veba Öl	Deutsche BP	+++	144	
Refinería Isla (Curazao), S.A., Emmastad	1986	ANe	+++	+++	+++	Arrendada	320	+++
Nynäs Petroleum NV, Antwerpen @@@	1986	B	50%	Axel Johnson	Neste Oil	+++	15	
AB Nynäs Petroleum, Göteborg	1986	S	50%	Axel Johnson	Neste Oil	+++	12.5	23.5
AB Nynäs Petroleum, Nynäshamn	1986	S	50%	Axel Johnson	Neste Oil	+++	28	
Citgo Petroleum Corporation, Lake Charles	1986	EUA	50%	Southland	+++	+++	320	290
Champlin Refining Company, Corpus Christi	1987	EUA	50%	Union Pacific	+++	+++	165	93
Champlin Refining Company, Corpus Christi	1988	EUA	50%	+++	+++	Union Pacific	165	156
Citgo Petroleum Corporation, Lake Charles	1989	EUA	50%	+++	+++	Southland	320	675
The Uno-Ven Corporation, Lemont	1989	EUA	50%	Unocal	+++	+++	151	145
Seaview Petroleum Company, Paulsboro	1990	EUA	50%	Seaview	+++	+++	84	35
Petrochemie und Kraftstoffe Schwedt AG, Schwedt @@@@	1991	RFA	18.75%	Veba Öl	Deutsche BP	Treuhandanstalt	240	18.67****
Seaview Petroleum Company, Paulsboro	1991	EUA	50%	+++	+++	Seaview	84	49
Citgo Asphalt Refining Company, Savannah	1992	EUA	100%	+++	+++	Amoco	28	15
Briggs Oil Ltd., Dundee	1992	GB	50%	Fortum	Neste Oil	Tarmac	10	66.5
Eastham Refinery Ltd., Ellesmere	1992	GB	25%	Fortum**	Neste Oil	Tarmac	12	
Lyondell-Citgo Refining Company, Houston	1993	EUA	42.1%	Lyondell	Lyondell	+++	265	632
The Uno-Ven Corporation, Lemont	1997	EUA	50%	+++	+++	Unocal	151	250
Chalmette Refining LLC, Chalmette	1998	EUA	50%	Mobil	ExxonMobil	+++	184	319
HOVENSA, St. Croix	1998	IVA	50%	Amerada Hess	Amerada Hess	+++	525	625
Merey Sweeny LLC, Sweeny *****	1998	EUA	30%	Phillips	ConocoPhillips	+++	205	283
<i>Terminales de almacenamiento</i>								
Refinería Isla (Curazao), S.A., Emmastad	1986	ANe	+++	+++	+++	Arrendada	18	+++
Bonaire Petroleum Corporation N.V., Bonaire	1989	ANe	100%	+++	+++	Northville/Paktank	9	50
Bahamas Oil Refining Company International, Bahamas	1990	Bahamas	100%	+++	+++	Chevron	20	120

@ Amalgamada en 1996 con la refinería de Karlsruhe de Esso; PDVSA ahora tiene una participación del 11 por ciento en Mineralö Raffinerie Oberheim (Otros socios: BP 11%; Shell 32.25%; Esso 25%; Conoco 18.75%).

@@ Amalgamada en 1998 con la refinería de Vohburg-Ingolstadt de BP/AGIP; PDVSA ahora tiene una participación del 12.5 por ciento en BAYERNOIL Raffineriegesellschaft (Otros socios: OMV AG 45%; AGIP Deutschland AG 20%; Deutsche BP 10%; BP Refining and Petrochemicals 12.5%).

@@@ Intercambiada a Petroplus en 2003 por activos de mercadeo de asfalto en Suiza

@@@@ Otros socios en el consorcio: BP Refining and Petrochemicals 18.75%; Shell 37.5%; Agip/TotalFinaElf 25%.

* Capacidad nominal de destilación para refinerías (al momento de su compra); capacidad nominal de almacenamiento para terminales (al momento de su compra)

** Una subsidiaria de Shell controla el 50% de esta refinería

*** Desembolso de adquisición únicamente; no incluye la parte proporcional de PDVSA en los DM 1,300 millones que el consorcio tuvo que prometer invertir al gobierno alemán

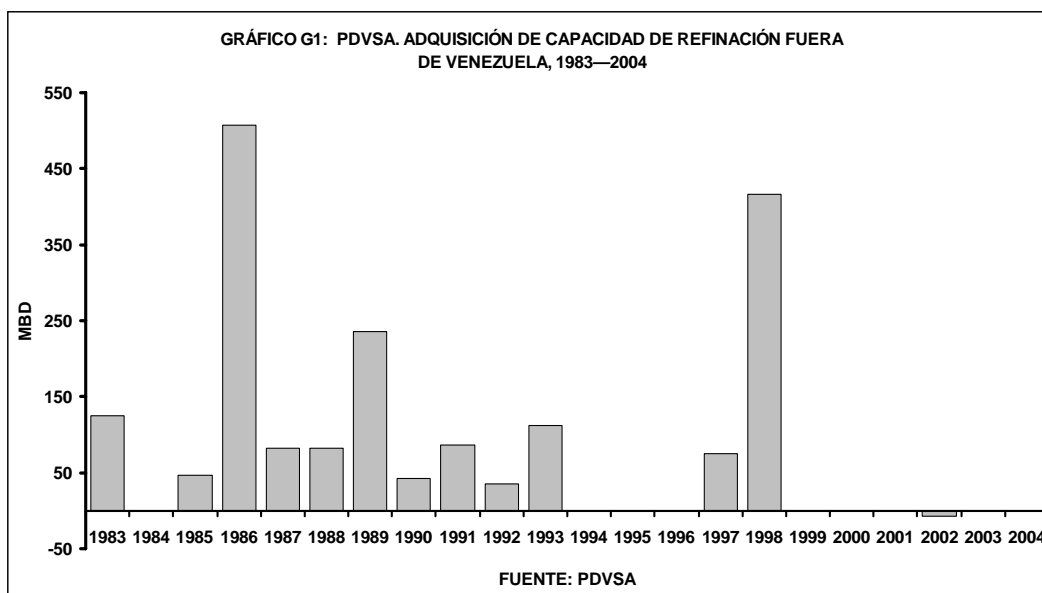
**** No incluye 125 MMUSD de pago contingente asociado al comportamiento de márgenes

***** Participación de 50% en una planta de coquización y torre de vacío asociada

† RFA=República Federal de Alemania; B=Bélgica; ANe=Antillas Neerlandesas; GB=Gran Bretaña; S=Suecia; IVA= Islas Virgenes Americanas

El programa de internacionalización arrancó hacia finales de 1982, con el establecimiento de una empresa mancomunada en Alemania: Ruhr Oel. A partir de entonces se han incorporado al programa un total de veinte refinerías adicionales y tres grandes terminales de almacenamiento en el Caribe. En la actualidad, la capacidad neta de refinación y almacenamiento a la disposición de PDVSA en el extranjero asciende a 1,9 MMBD y 47

MMB, respectivamente (Gráfico G1). Además, la principal filial de PDVSA en Estados Unidos (Citgo Petroleum) es, por volumen, el quinto mayor vendedor al detal de gasolina y otros combustibles automotores en ese país.



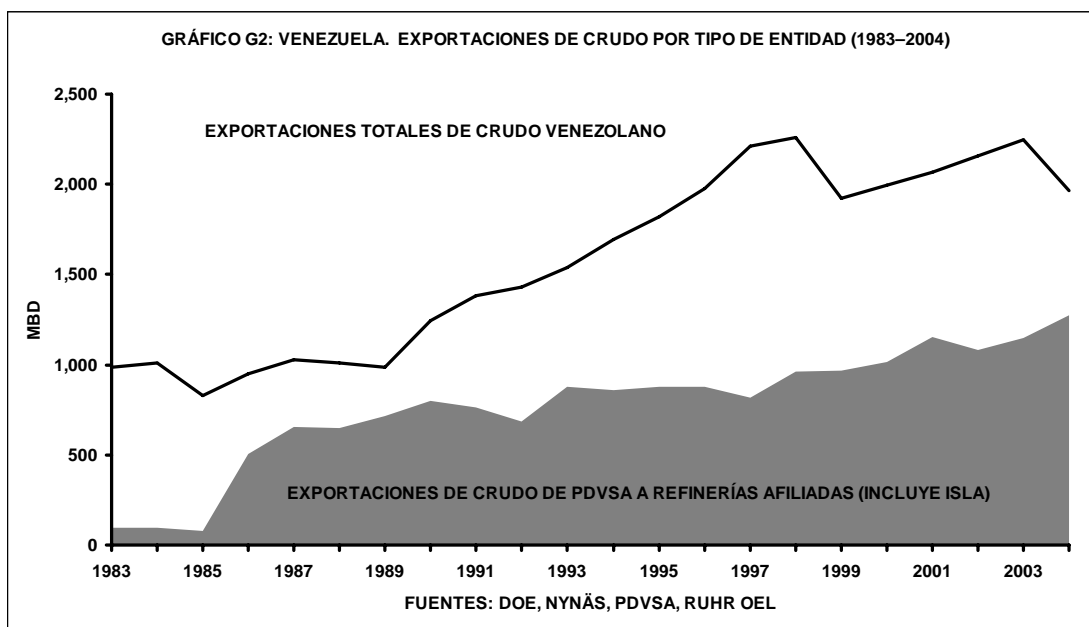
VOLÚMENES

Desde que se envió el primer barril de crudo venezolano a Ruhr Oel en 1983 y hasta finales de 2004 inclusive, las refinerías de PDVSA en el exterior han absorbido 6,19 MMBB de crudo venezolano, cifra equivalente a 48,9 por ciento del volumen total de crudo que PDVSA ha exportado durante este periodo. En el año 2004, las filiales de PDVSA en el exterior absorbieron 64 por ciento de las exportaciones de crudo de la compañía. No obstante el énfasis del programa en las operaciones integradas, hay dos filiales – Ruhr Oel y PDV Midwest – que procesan volúmenes minúsculos de crudo venezolano.

El programa de internacionalización se ha presentado como el garante de la estabilidad y continuidad de las exportaciones de crudo venezolano a mercados estratégicos para Venezuela. Sin embargo, la seguridad volumétrica de un exportador cualquiera depende antes que nada de su flexibilidad para ajustar el precio de su crudo, y no de su mayor o menor grado de integración vertical. Por lo tanto, el programa de internacionalización solamente podría justificarse desde un punto de vista volumétrico si la propiedad de activos de refinación y mercadeo permitiera a PDVSA colocar su volumen de exportación a un precio más atractivo del que podría conseguir en ausencia de dichos activos. En la práctica, como se explica más adelante, las ventas a refinerías afiliadas se han traducido en que PDVSA haya colocado su volumen de exportación a un precio inferior del que podría haber conseguido vendiendo este crudo a refinadores no afiliados.

COLOCACIÓN DE CRUDO PESADO

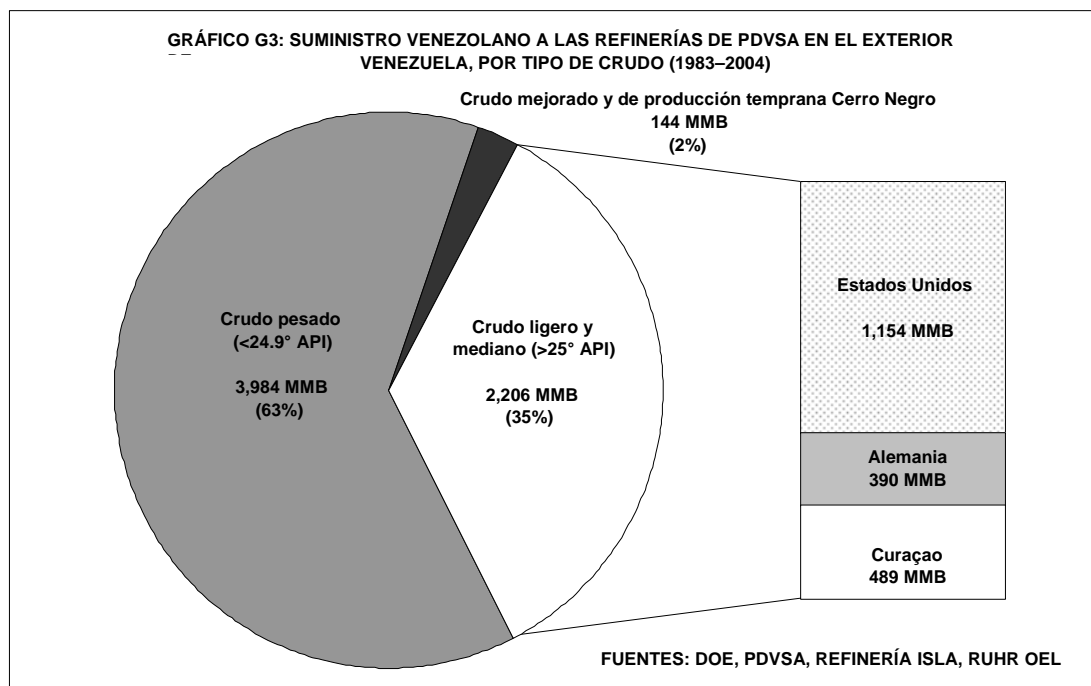
La gran mayoría de las reservas petroleras de Venezuela se compone de crudos muy pesados, con un alto contenido de azufre, nitrógeno, metales (vanadio, níquel) y ácidos orgánicos. En el contexto de la problemática comercial que caracteriza al mercado de crudo pesado, la integración vertical es un arreglo institucional que luce razonable. La firma del primer convenio de internacionalización con Ruhr Oel efectivamente coincidió con una fuerte contracción en las exportaciones venezolanas de crudo ligero. Pero existen abundantes pruebas de que el programa de internacionalización no fue concebido en función de los imperativos de colocación para crudos pesados venezolanos.



Por principio de cuentas, una parte muy significativa (35 por ciento, equivalente a 2,2 MMB) del volumen total de crudo exportado bajo los auspicios del programa hasta 2004 (Gráfico G3) se compone de crudos ligeros y medianos (de 25 °API o más), cuya colocación con terceros mediante mecanismos comerciales normales no hubiera planteado ninguna dificultad. De hecho, a partir de 1986, las refinerías de alta conversión de PDVSA en los Estados Unidos han sido el destino más importante para las exportaciones venezolanas de crudos con gravedad superior a 25° API a este mercado.

En segundo lugar, la creación de demanda *adicional* de crudo pesado no fue el motor detrás de las adquisiciones de la compañía. De hecho, la asociación con Unocal (Uno-Ven) tuvo el efecto perverso de reducir la demanda agregada de crudo pesado en la Meseta Central de los Estados Unidos. Las asociaciones de PDVSA en las refinerías de Houston, St. Croix y Sweeny han sido las únicas que se han planteado como objetivo explícito aumentar la demanda agregada de crudo pesado a través de la construcción de nuevas instalaciones de alta conversión.

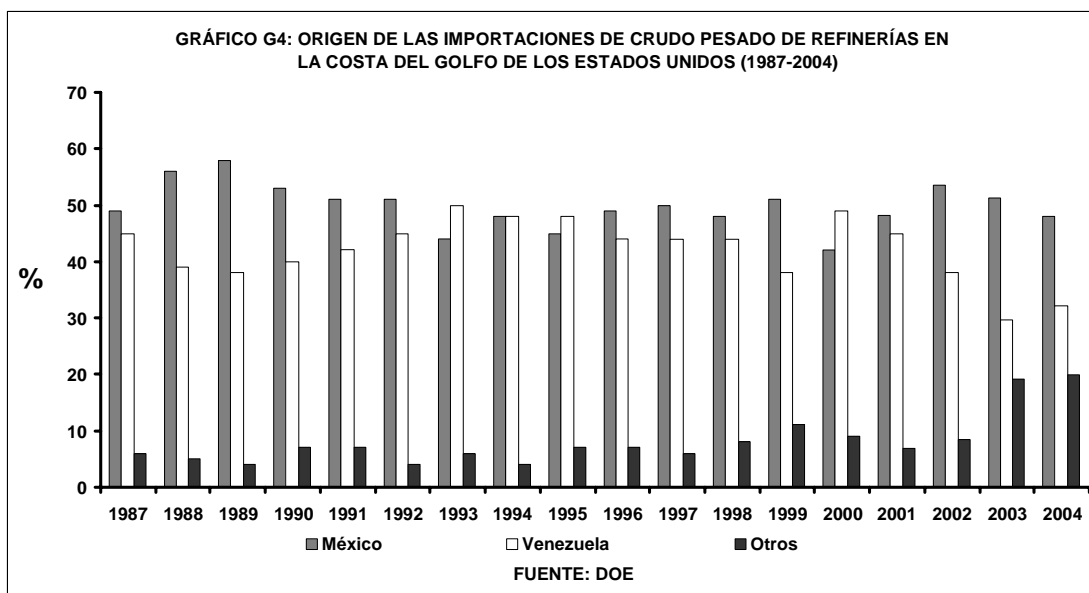
En tercer lugar, la internacionalización bien puede haber exacerbado la problemática comercial inherente en la colocación del crudo pesado venezolano, ya que PDVSA tradicionalmente recurrió a mecanismos puros de mercado justamente para mover sus crudos de peor calidad y colocó sus mejores crudos en refinerías bajo su control. En otras palabras, el crudo venezolano que reciben las filiales de PDVSA tradicionalmente ha sido de mejor calidad que el que se vende a clientes no afiliados.



Si bien el objetivo primordial de la internacionalización no ha sido asegurar la colocación de crudo pesado, conviene apuntar que la carencia de activos de refinación no ha incapacitado a productores que también tienen que vender primordialmente crudos de baja calidad: como se puede apreciar en el Gráfico G4, la participación de PEMEX en el mercado de crudo pesado de la costa del Golfo de los Estados Unidos (el mercado de crudo pesado más grande del mundo con mucho, y el más importante tanto para México como para Venezuela) ha sido ligeramente superior en promedio, a través del tiempo, a la de PDVSA. Además, la diferencia entre ambas compañías ha tendido a ampliarse en años recientes. Por lo tanto, se puede concluir que, de no haber existido el programa de internacionalización, PDVSA habría podido colocar la totalidad su volumen de exportación de crudo pesado con clientes no afiliados. Además, los suministros de crudo pesado a refinerías afiliadas se han valorado a precios lo suficientemente ventajosos como para que PDVSA no hubiera enfrentado ningún riesgo volumétrico de haber ofrecido estos mismos precios a clientes no afiliados.

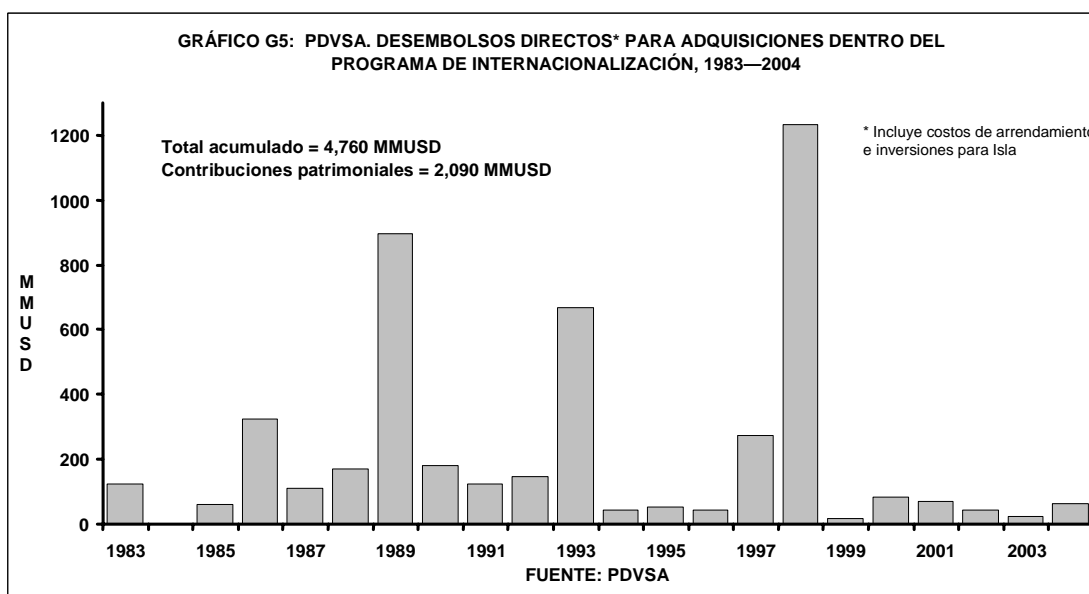
Por otra parte, no han inducido especial lealtad hacia PDVSA ni de parte de sus socios ni de sus filiales. Por ejemplo, aunque diversas formulaciones legales en el contrato de suminis-

tro relegan a Citgo a un segundo plano en la demanda contra PDVSA, Citgo de alguna manera es socio y parte de Lyondell en la demanda que esta última mantiene contra PDVSA.



COSTOS DIRECTOS DE ADQUISICIÓN PARA PDVSA

La adquisición de activos de refinación, almacenamiento y mercadeo al detal fuera de Venezuela ha significado para PDVSA un total de 4,76 MMMUS\$ en costos de adquisición directos entre 1983 y 2004. Además, PDVSA ha hecho aportes patrimoniales adicionales a sus filiales en Estados Unidos y Curazao por un total de 2,09 MMMUS\$. La suma de estos rubros es de 6,85 MMMUS\$ (Gráfico G5).



PRECIOS

El hecho de que los precios de transferencia entre PDVSA y sus filiales hayan sido casi siempre inferiores a los precios de mercado siempre se ha negado sistemáticamente, no obstante la existencia de documentos publicados por PDVSA y sus filiales que demuestran claramente la existencia de estos descuentos. Estos descuentos distorsionan la percepción de la rentabilidad de los negocios internacionales de PDVSA, ya que dichos descuentos han sido responsables de una buena parte de las “ganancias” que las filiales de PDVSA en el exterior han registrado desde 1983.

Estos documentos son de tres tipos. En primer lugar, están los reportes anuales y formularios que PDVSA y/o sus filiales tienen que publicar en su calidad de emisores o garantes de valores disponibles para el público en general en los Estados Unidos. En segundo lugar, están los documentos informativos que PDVSA y/o sus filiales han puesto a la consideración de inversionistas institucionales en mercados internacionales de capital. Finalmente, están los documentos que PDVSA y/o sus filiales han puesto en el dominio público a raíz de demandas en las cortes en Estados Unidos.

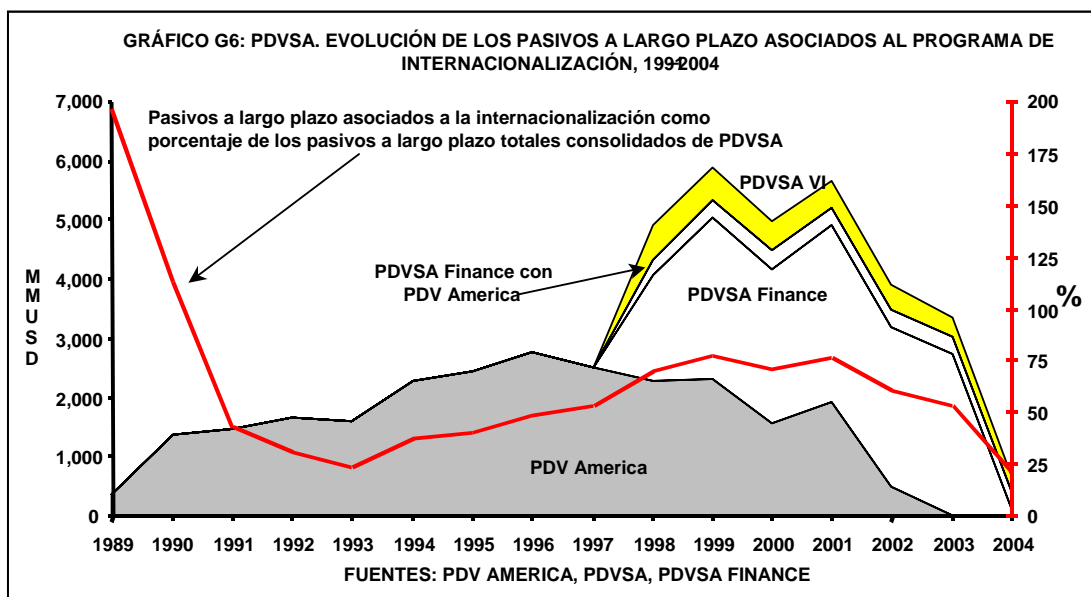
El valor presente neto de los flujos que PDVSA ha dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de sus contratos de suministro con sus filiales constituye parte del costo de adquisición de las refinerías. Este costo de oportunidad asciende a 5,36 MMMUS\$ en términos nominales (7,046 MMMUS\$ en dólares de 2004) hasta finales de 2004 inclusive. Esto equivale a un costo de oportunidad unitario del orden de 0,78 US\$/B. Dicha cifra no incluye las diferencias entre el precio de mercado del crudo suministrado a Ruhr Oel, y el precio facturado de dichos suministros (de 1983 a 2004), ni los costos de oportunidad de los suministros a Nynäs antes de 1998. En otras palabras, se trata de un estimado conservador. A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de los flujos que subyacen esta cifra es de 14,9 MMMUS\$.

Los precios de transferencia ciertamente han mejorado mucho recientemente, pero este incremento obedece a circunstancias coyunturales del mercado petrolero y, además, no es suficiente para compensar por el valor traído al presente de los cuantiosos descuentos registrados en el pasado.

DEUDA

Hasta la primera mitad de la década de los años noventa, la recirculación de ganancias retenidas a través de complicadas cadenas accionarias fungió como el principal mecanismo de financiamiento para el programa de internacionalización.

El apalancamiento de los activos internacionales de PDVSA a través de emisiones de bonos y contratación de deuda a largo plazo hubiera sido una opción de financiamiento más atractiva para PDVSA que la simple retención de flujos generados internamente. No obstante el atractivo del endeudamiento a largo plazo como mecanismo simultáneo de financiamiento y de debilitamiento del control gubernamental, solamente fue hasta 1991 que PDVSA pudo comenzar a endeudarse por intermedio de sus activos en el exterior.



A partir de 1993, los pasivos a largo plazo asociados al programa de internacionalización, y respaldados por PDVSA, empezaron a crecer de manera sostenida. En casos clave, PDVSA recurrió al mecanismo de notas espejo para trasladar las deducciones por concepto de pago de intereses a los bonos emitidos por PDV America en los Estados Unidos, a Venezuela.

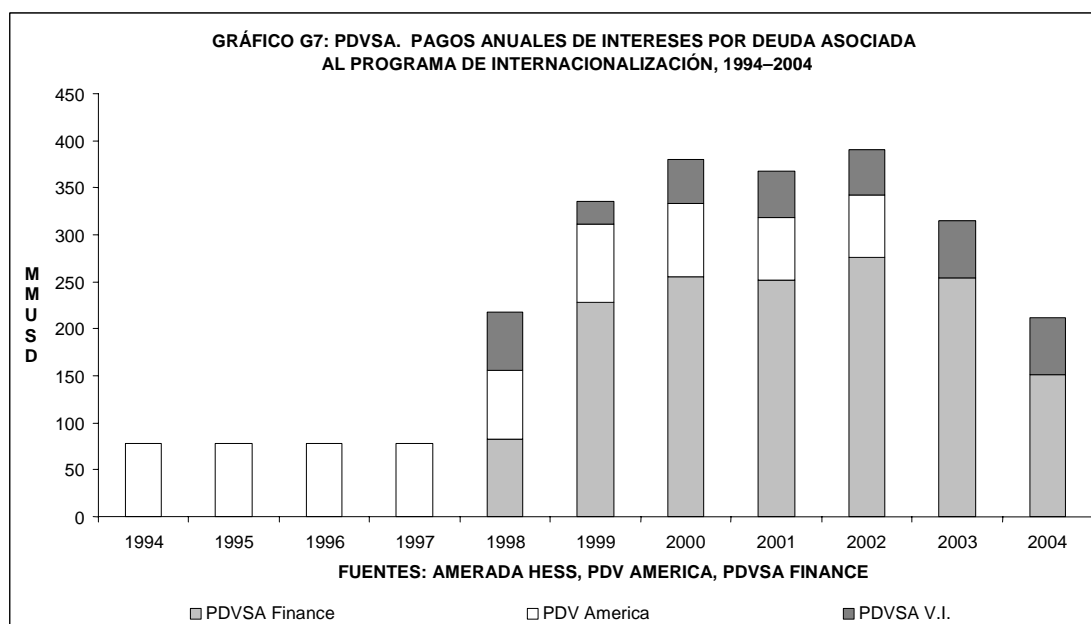
La expansión del programa de internacionalización en la segunda mitad de la década de los años noventa vino acompañada de un fuerte aumento en el endeudamiento a largo plazo de PDVSA (Gráfico G6). A partir de 1997, la mayor parte de dicho endeudamiento se canalizó a través de PDVSA Finance. Estrictamente hablando, los bonos de PDVSA Finance no estaban vinculados con los activos de refinación de PDVSA en el exterior. Sin embargo, las filiales de refinación de PDVSA en Estados Unidos generaban una parte significativa de las cuentas por cobrar mediante las cuales se realizaban los pagos de intereses a inversionistas institucionales, por lo que PDVSA necesariamente tendría que haber conseguido el consentimiento de los tenedores de bonos de PDVSA Finance antes de poder vender cualquier participación accionaria en una de sus refinerías localizadas en dicho país.

Los pagos de intereses asociados a la deuda externa de PDVSA constituyen un ejemplo de la práctica de administración fiscal por medio de la cual se importan gastos a Venezuela, una jurisdicción donde priva una tasa impositiva nominal relativamente alta. En promedio, el pago anual por concepto de intereses ha sido de 230 MMUS\$, mientras que los pagos acumulados para el período 1993–2004 totalizan 2,53 MMMUS\$. De esta suma, 1,36 MMMUS\$ (67,7 por ciento del total hasta 2001, 50 por ciento a partir de entonces) ha sido financiada por el fisco venezolano. En tanto que estos flujos hacia el exterior han disminuido la rentabilidad del negocio petrolero para el accionista de PDVSA, también deben de considerarse como parte del costo de adquisición del sistema internacional de refinación de la compañía. El endeudamiento asociado con el programa de internacionalización no se ha limitado a bonos, notas o préstamos respaldados directamente por PDVSA. El monto de los diversos instrumentos de deuda a largo plazo de algunas filiales consolidadas

y no consolidadas de PDVSA (Citgo, Lyondell–Citgo, Hovensa, Nynäs, Merey–Sweeny) también es de consideración.

Desde su nacimiento en 1976 hasta principios de la década de los años noventas, PDVSA fue una compañía con un nivel de endeudamiento a largo plazo relativamente bajo. Con la profundización del programa de internacionalización, que siguió a la adquisición de la totalidad de Citgo, esta situación cambió por completo.

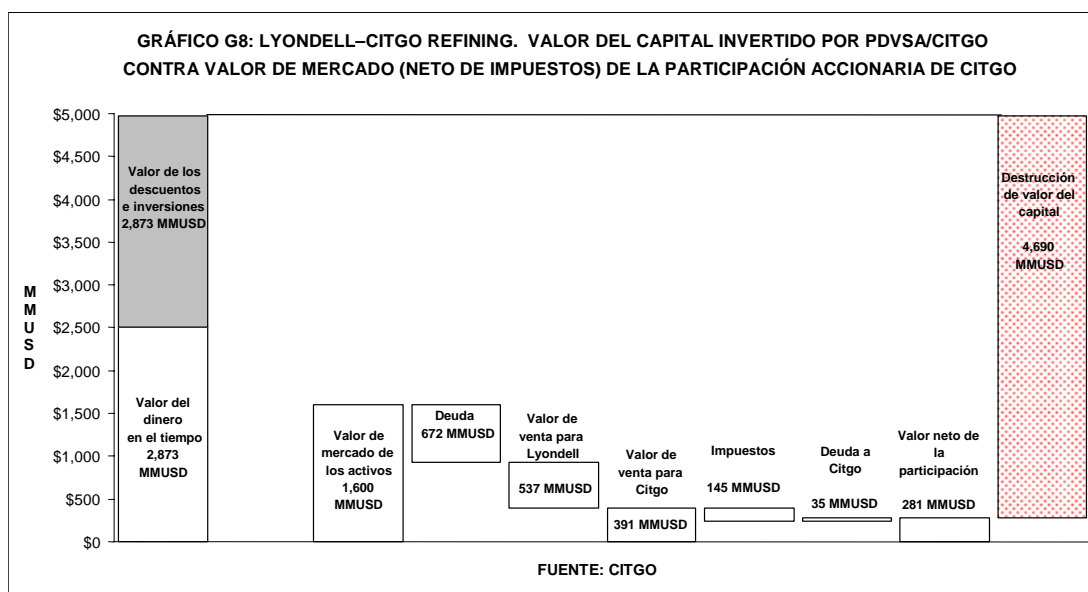
En los años 2003 y 2004, PDVSA procedió a liquidar o recomprar una buena parte de la deuda a largo plazo asociada al programa de internacionalización, la cual había crecido de forma marcada y sostenida hasta entonces. Debido a la porosidad de la cerca fiscal venezolana, las operaciones de liquidación de capital y recompra de deuda a largo plazo de PDVSA (con la correspondiente deducción de los montos utilizados para estos propósitos de las obligaciones del impuesto sobre la renta de la compañía) se tradujeron en que, en los años 2003 y 2004, dejaran de ingresar 1,42 MMMUS\$ a las arcas del fisco venezolano.



INVERSIONES DISCRECIONALES

Hasta fechas recientes, se pensaba que la venta de cualquiera de los activos internacionales de PDVSA hubiera permitido al accionista de la compañía recuperar una proporción muy baja del capital total invertido en dicho activo. La coyuntura que vive el mercado petrolero internacional en la actualidad presenta una oportunidad extraordinaria de que la República recupere una parte significativa del capital extraído de Venezuela que PDVSA ha invertido en estos activos, *a espaldas de su accionista*, a lo largo de casi 25 años.

En la actualidad, los costos de reposición de los activos internacionales de refinación de PDVSA exceden por un margen considerable a los costos de adquisición directos de dichos activos. Ahora bien, no se puede concluir que las inversiones de PDVSA en el extranjero han sido un buen negocio simplemente por el hecho de que el precio de mercado de las refinerías de su circuito internacional exceda la suma de su costo de adquisición y el costo de oportunidad de los descuentos. Por ejemplo, como se puede apreciar en el Gráfico G8, el valor presente neto del capital que PDVSA y Citgo han invertido conjuntamente en Lyondell–Citgo es cercano a los 5,0 MMMUS\$, cifra que excede en más de un orden de magnitud al valor de mercado de la participación accionaria actual de Citgo en la planta, neto de impuestos sobre las ganancias de capital y las distribuciones a accionistas.

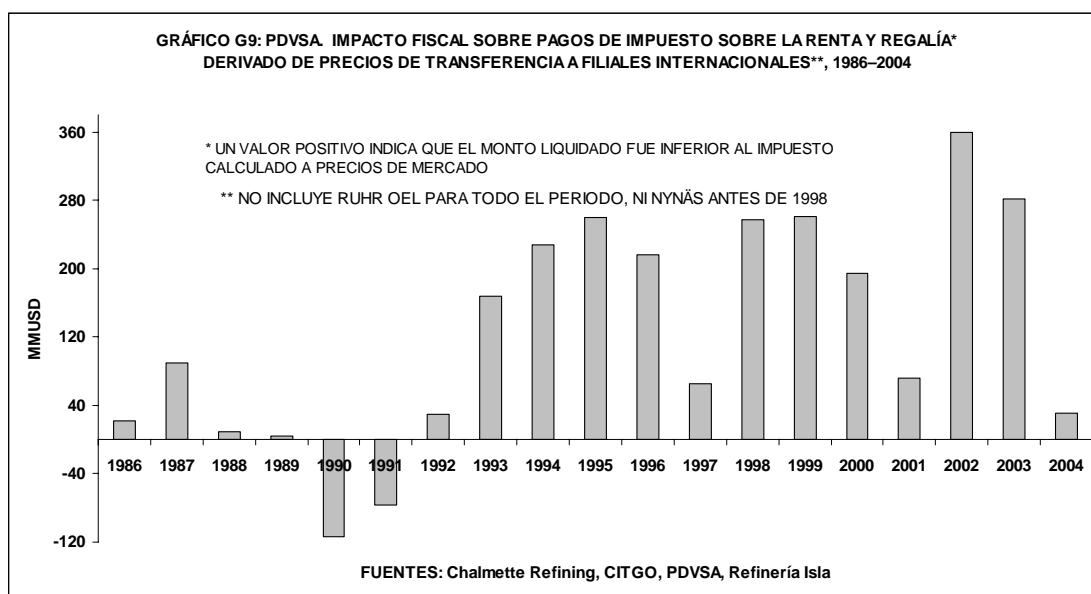


EFFECTOS FISCALES EN VENEZUELA (INGRESOS)

El hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior generalmente reciban crudo y productos a precios inferiores a los que prevalecen en el mercado abierto ha incidido negativamente sobre el ingreso petrolero fiscal de la República, ya que el gobierno venezolano ha permitido que las obligaciones fiscales derivadas de la exportación de petróleo venezolano (regalía e impuesto sobre la renta) se calculen a partir de los precios declarados por el contribuyente.

Las ventas descontadas reducen artificialmente los precios de exportación, los cuales son la base para calcular las obligaciones por concepto de regalía. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1983 y 2004 por concepto de regalía se pueden estimar en 1,12 MMMUS\$ en términos nominales (1,423 MMMUS\$ en dólares de 2004). Estos cálculos no consideran los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983–2004) ni de Nynäs (antes de 1998). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 2,06 MMMUS\$. Las ventas a precios preferenciales disminuyen la

base gravable de PDVSA y, en consecuencia, sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1986 y 2004 por concepto de impuesto sobre la renta se pueden estimar en 2,36 MMMUS\$. A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 4,775 MMMUS\$. Las pérdidas fiscales totales acumuladas entre 1983 y 2004 asociadas al programa de internacionalización (Gráfico G9), sin incluir impuestos diferidos, se pueden estimar en 3,48 MMMUS\$ (4,555 MMMUS\$ en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 6,84 MMMUS\$, equivalente al 6,3 por ciento del producto interno bruto de Venezuela en 2004 (109,3 MMMUS\$).

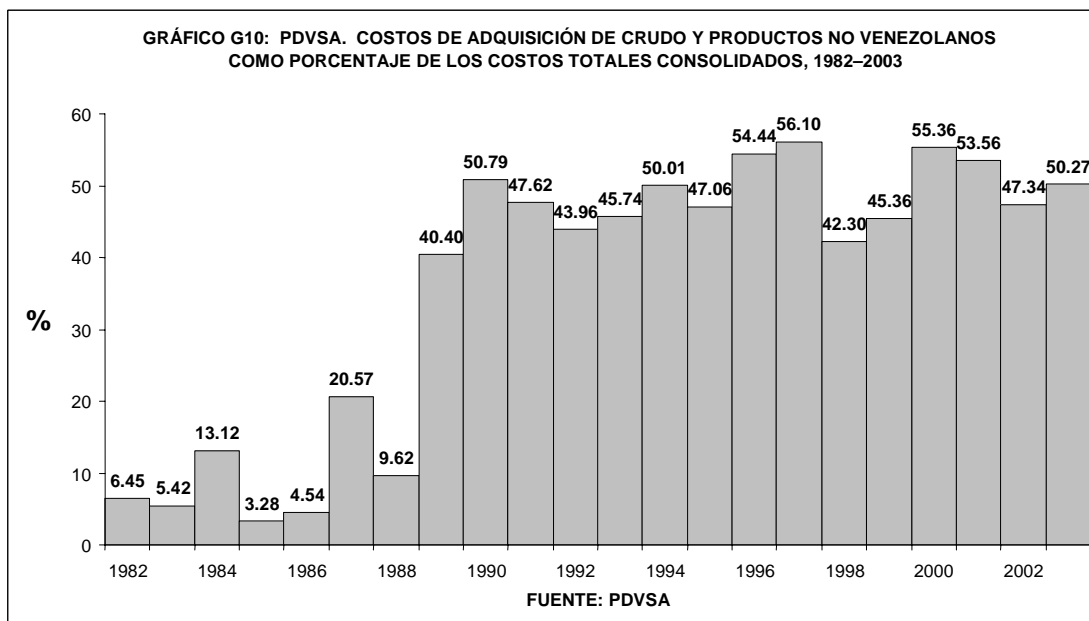


EFFECTOS FISCALES EN VENEZUELA (COSTOS)

Desde 1983 hasta finales de 2003 inclusive, las operaciones del circuito internacional de PDVSA han provisto el 36 por ciento de los ingresos brutos acumulados de la corporación. A lo largo del periodo 1990-2003, el sistema internacional de PDVSA, que engloba 20 por ciento de los activos de la compañía, ha contribuido con el 3 por ciento de los ingresos gravables para efectos del impuesto sobre la renta. Esta raquítica contribución se debe, ante todo, a que los costos de adquisición de petróleo en el extranjero han representado alrededor de 40 por ciento de los costos globales consolidados de PDVSA desde 1990 (Gráfico G10). En términos monetarios, estos costos han promediado 17,6 MMMUS\$ en el periodo 1999-2003.

Las compras de enormes volúmenes de insumos no venezolanos para abastecer el sistema internacional de refinación de PDVSA responden a las necesidades de un modelo de negocios enfocado primordialmente a capturar mercados y no necesariamente a generar valor para el accionista. Entre 1993 y 2004, Citgo ha comprado un promedio de 838 MBD de productos petrolíferos en el mercado abierto, para suplementar sus propios volúmenes. Los

costos de adquisición de productos petrolíferos en años recientes han sido responsables de aproximadamente el 60 por ciento de los costos totales de Citgo. En 2004, los costos de adquisición de productos petrolíferos de Citgo fueron de casi 21 MMMUS\$, cifra equivalente al 68 por ciento de los costos de la compañía.



Los costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos de PDVSA experimentaron un fuerte incremento (del 10 al 40 por ciento de los costos totales consolidados de la compañía) a partir de 1989. Aunque con la consolidación de las cuentas de Citgo los ingresos brutos globales de PDVSA subieron en más de 80 por ciento entre 1989 y 1990, el impuesto sobre la renta liquidado por PDVSA en Venezuela por concepto de exportaciones y ventas en el mercado interno cayó del 46 al 38 por ciento de sus ingresos brutos, en este mismo intervalo.

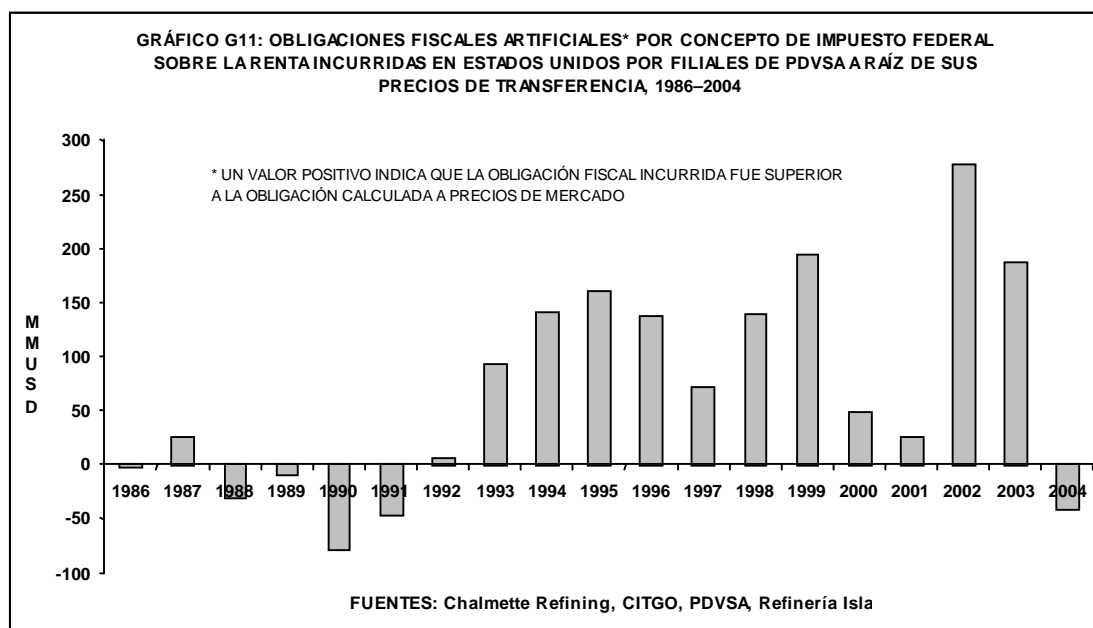
El factor responsable por esta caída es obviamente la porosidad de la cerca fiscal venezolana, ya que las exportaciones de crudo y productos petrolíferos generan la totalidad del ingreso gravable de PDVSA en Venezuela y, entre 1989 y 1990, el precio de realización de la mezcla venezolana de exportación se incrementó en un 20 por ciento, de 16,87 US\$/B a 20,33 US\$/B. La caída tampoco se puede explicar en términos de un cambio en la tasa nominal del impuesto sobre la renta, ya que ésta se mantuvo idéntica.

Los activos internacionales de refinación, almacenamiento y mercadeo de PDVSA contribuyen desproporcionadamente a los costos operativos, y más aún a los costos variables totales de la empresa; en cambio, su aportación al ingreso gravable siempre ha sido muy modesta. Algunos otros de los mecanismos que PDVSA ha utilizado para importar costos a Venezuela han sido debidamente identificados y cuantificados. Por otra parte, es evidente que también se han importado costos a Venezuela a través de otros mecanismos que todavía no se han podido dilucidar por completo. Esto se debe a que el programa de internacionali-

zación fue estructurado de forma tal que las operaciones asociadas con éste fueran altamente refractarias al escrutinio de auditores actuando de parte del accionista de PDVSA. Por ello, el ministerio de Energía y Petróleo ha asumido como una prioridad estratégica urgente comisionar una extensa y profunda investigación contable que permita identificar todas los conductos por los cuales se están importando costos indebidamente a Venezuela, para después proceder a bloquearlos de una vez por todas.

EFFECTOS FISCALES FUERA DE VENEZUELA

Uno de los efectos más perversos del programa de internacionalización radica en que, una parte del ingreso fiscal que pierde Venezuela por concepto de los descuentos en los envíos de crudo a las filiales termina por causar impuestos, pero en los Estados Unidos. Desde 1986 a 2004 inclusive, las filiales de PDVSA en los Estados Unidos han incurrido obligaciones innecesarias, por concepto de impuesto federal sobre la renta, por un total de 1,311 MMMUS\$. A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto del monto transferido al fisco de los Estados Unidos a lo largo de este periodo asciende a 3,119 MMMUS\$ (Gráfico G11).



Las transferencias de recursos financieros de PDVSA a sus filiales en Estados Unidos se podrían haber hecho no en forma de descuentos sobre el precio, sino como contribuciones de capital. De esta forma, se hubiera evitado el pago innecesario de impuesto sobre la renta en Estados Unidos. Sin embargo, las transferencias se hicieron de una forma fiscalmente ineficiente porque, de otra manera, no hubiera sido posible para PDVSA ocultarlas a su accionista.

En septiembre de 2004, los asesores legales del Ministerio de Energía y Petróleo señalaron al tren ejecutivo de Citgo que esta filial había incurrido en pagos innecesarios de impuesto sobre la renta en el pasado. Asimismo, instaron a Citgo a enmendar su declaración de impuestos para el ejercicio 2002-2003, lo cual habría generado un ahorro a favor de la República por un total de 89 MMUS\$. Citgo se negó a enmendar su declaración de impuestos, con la consecuente pérdida para PDVSA y la República.

El tratado de doble tributación entre Venezuela y los Estados Unidos abre la posibilidad de que el SENIAT solicite al Internal Revenue Service (IRS) un reparo fiscal por los años en los que Citgo pagó impuestos en exceso, y que todavía pueden ser sujetos de revisión. El ministerio de Energía y Petróleo y el SENIAT están colaborando activamente en la definición y formulación de dichos reparos, para presentarlos al IRS.

DIVIDENDOS

La política de dividendos que siguió PDVSA hasta 1998 inclusive, consistía en permitir que sus filiales retuvieran prácticamente la totalidad de los flujos de caja generados por sus operaciones, y nunca buscar su repatriación a Venezuela a través de la declaración de dividendos. Gracias a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, la mayoría de los dividendos declarados por estos negocios permanecieron en el circuito internacional de PDVSA. Por ello, cuando se habla de los dividendos generados por la internacionalización, siempre conviene distinguir entre los montos que se han declarado, por un lado, y los montos que efectivamente llegaron a Venezuela por la vía de la repatriación de los mismos, por el otro.

PDVSA no es la matriz directa de Citgo ni de ninguna otra de sus filiales internacionales (con la excepción de Refinería Isla). Interpuestas entre las filiales y PDVSA siempre ha habido una serie de compañías tenedoras de acciones, las cuales eran las destinatarias legales de los dividendos o ganancias provenientes de estas filiales. Este tipo de estructura accionaria es de uso generalizado entre corporaciones con operaciones en diversos países, ya que permite escudar, desde un punto de vista tanto legal como fiscal, a una compañía matriz (y a sus accionistas, desde luego) de reclamos asociados a las operaciones de sus subsidiarias locales. Ahora bien, el programa de internacionalización constituye un ejemplo casi único de utilización de este tipo de estructura en contra de los intereses económicos del accionista: a lo largo de la historia del mismo, el principal papel de las filiales tenedoras de acciones en el exterior fue el de mantener las ganancias generadas por las refinerías (principalmente a través de los descuentos en el precio de sus suministros) dentro del circuito de negocios internacionales de PDVSA, en lugar de remitirlos al accionista a Venezuela. Por esta razón, entre 1986 y 1998 inclusive no se repatrió a Venezuela ni un solo dólar de dividendos o ganancias provenientes de cualquier filial internacional de PDVSA. El monto total de dividendos declarados o distribuidos por las filiales durante este periodo asciende a 717 MMUS\$.

La mayoría de los activos comprendidos en el programa de internacionalización se encuentran en territorio de los Estados Unidos, un país con el cual Venezuela no suscribió un tratado de doble tributación sino hasta fechas relativamente recientes (1999). Sin

embargo, la preferencia de PDVSA de reinvertir todas las ganancias retenidas de sus filiales no fue una respuesta a problemas de doble tributación. En primer lugar, los dividendos o distribuciones de ganancias provenientes de los negocios europeos de PDVSA se remitieron a Propernyn B.V., una empresa domiciliada en un país que sí tenía un tratado de doble tributación con Venezuela. Estos flujos no se remitieron a Venezuela, no obstante que hacerlo no hubiera planteado ninguna complicación de doble tributación. En segundo lugar, la inexistencia de un tratado de doble tributación de hecho no impidió que Citgo declarara dividendos (aunque fueran exiguos) y, más aún, tampoco impidió que dichos dividendos salieran de Estados Unidos *sin causar impuestos de retención del 35 por ciento*. Estos fondos se podrían haber repatriado a Venezuela desde Curazao pero, en lugar de eso, PDVSA siempre optó por recircular dichos fondos, canalizándolos hacia las filiales de PDVSA en el exterior para la adquisición de nuevos activos de refinación, generalmente bajo la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, y casi siempre convertibles en acciones ordinarias de las filiales.



La firma del convenio de doble tributación entre Estados Unidos y Venezuela no se tradujo en un aumento en la repatriación de dividendos provenientes de las filiales de PDVSA en Estados Unidos. Si bien el 93 por ciento de los dividendos de Citgo correspondientes a PDVSA entre 1986 y 2005 se han declarado durante los años que el Presidente Chávez lleva en el poder, durante los primeros años de su gobierno, dichos dividendos nunca se repatriaron. Por ejemplo, en 1999, Citgo declaró 486 MMUS\$ en dividendos para el ejercicio de 1998 en beneficio de su matriz directa, PDV America, la cual a su vez utilizó la mitad de los fondos para adquirir bonos emitidos por PDVSA Finance. PDV America remitió a PDV Holding el resto del dividendo y ésta, a su vez, procedió a distribuir la totalidad de estos fondos entre varios de los negocios de PDVSA en los Estados Unidos. Con

esto, no quedó nada del dividendo original que se pudiera remitir a Venezuela. Pero además, desde Venezuela, PDVSA extendió un préstamo interfiliar a PDV Holding Inc. por un monto de 40 MMUS\$. Por lo tanto, en términos de flujos netos, el resultado de una instrucción por medio de la cual el gobierno esperaba que entraran a Venezuela aproximadamente 520 MMUS\$ para enfrentar una emergencia económica y financiera aguda, fue un saldo negativo de 40 MMUS\$ (Gráfico G12).

La declaración de dividendos por parte de las filiales de PDVSA en Estados Unidos ha crecido a partir del año 2000. Además, la proporción de dividendos repatriados también ha ido en aumento: entre 2000 y 2004 inclusive, la suma asciende a 1,319 MMMUS\$ (Cuadro C2). Esta cifra no incluye un saldo neto *negativo* asociado a los 500 MMUS\$ que PDV Holding declarara como dividendo en el año 2003. Estos fondos efectivamente se remitieron a Venezuela (Cuadro C3), pero se utilizaron en su totalidad para liquidar el capital remanente de la emisión de bonos de PDV America de 1993. La diferencia entre la tasa impositiva aplicable al dividendo, por un lado, y la aplicable para efectos de las deducciones de impuestos asociadas a la recompra de la deuda, por el otro, se tradujeron en una pérdida neta para el fisco venezolano de 100 MMUS\$.

CUADRO C2: PDVSA. REPATRIACIÓN DE DIVIDENDOS* DE NEGOCIOS EN EL EXTERIOR 1986–2004 (MMUSD)

	Estados Unidos	Europa	Otros**	Total	Estados Unidos		
					(%)	Europa (%)	Otros (%)
1986	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	40	0	0	0	100	0
2000	252	303	0	252	45	55	0
2001	555	193	0	555	74	26	0
2002	12	12	0	12	50	50	0
2003	0	240	7	0	0	97	3
2004	500	678	105	500	39	53	8
GRAN TOTAL	1,319	1,465	112	1,431	46	51	4

* Netback de Ruhr Oel a PMI repatriado a Venezuela

** Islas Vírgenes Americanas, Antillas Holandesas, Bahamas

FUENTE: PDVSA

No obstante la mejoría en las condiciones del negocio de refinación en Estados Unidos, Citgo todavía no puede remitir a su accionista dividendos cónsonos con la rentabilidad de sus operaciones. Por ello, PDVSA ha asumido como una prioridad estratégica urgente el re-

financiamiento de los pasivos a largo plazo de Citgo. Pero aún si todos los dividendos potencialmente declarables se repatriasen a Venezuela en el futuro, el programa de internacionalización habrá representado un cuantioso sacrificio fiscal de parte del gobierno venezolano, ya que el valor presente neto de los precios preferenciales concedidos a las filiales excede la suma de los dividendos previsibles.

CUADRO C3: PDVSA. FLUJO DE DIVIDENDOS DE NEGOCIOS EN ESTADOS UNIDOS 1986-2004 (MMUSD)

	Citgo	PDV VPHI (Lemont)	A PDV America*	De PDV America	PDV Chalmette	PDV Sweeny	A PDV Holding**	De PDV Holding***	Neto a PDVSA	
1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	40	0	40	40	0	0	40	0	0	40
1989	40	0	40	40	0	0	40	0	0	40
1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	8	0	8	8	0	0	8	0	0	8
1992	43	0	43	43	0	0	43	0	0	43
1993	28	0	28	28	0	0	28	0	0	28
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	6	0	6	6	0	0	6	0	0	6
1998	486	35	521	261	30	0	291	0	0	551
1999	15	38	53	4	0	0	4	0	0	716
2000	225	0	225	225	0	0	225	252	252	
2001	373	106	479	479	21	62	562	555	555	
2002	0	0	0	0	0	12	12	12	12	
2003	500	0	500	500	0	0	500	500	0	
2004	400	0	400	400	68	17	485	500	500	
GRAN TOTAL	2,164	179	2,343	2,034	119	91	2,244	1,819	1,319	

* A Propernyn hasta 1990

** A Venedu hasta 1997

** Neto de impuestos de retención en Estados Unidos

FUENTE: PDVSA

Desde 1983 y hasta 2004 inclusive, las filiales de PDVSA en el exterior han declarado o distribuido un total de 4,239 MMMUS\$ en ganancias y dividendos. De este monto, 83 por ciento se han declarado o distribuido durante la administración del presidente Chávez (Cuadro C2). Sin embargo, debido a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, el 33 por ciento de los dividendos y distribuciones acumulados jamás ingresó a Venezuela. Independientemente de lo anterior, los dividendos repatriados han ingresado a cuentas generales de PDVSA, con lo cual han pasado a formar parte del ingreso gravable para efectos del impuesto sobre la renta de la corporación. El dividendo de Citgo correspondiente al primer trimestre de 2005 marca la primera ocasión en que la totalidad de un dividendo repatriado se ha canalizado directamente a las manos del gobierno de la República.

Si se suman los dividendos repatriados a Venezuela a los costos totales del mismo, se obtiene un saldo negativo de 7,86 MMMUS\$ en dólares nominales (11,4 MMMUS\$ en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de las diferencias anuales entre ingresos y egresos asociadas al programa asciende a 20,2

MMMUS\$. Aunque este cálculo no toma en cuenta los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983–2004) ni de Nynäs (antes de 1998), de todas maneras constituye la mejor aproximación hasta el momento del costo real del programa para el pueblo de Venezuela.

CONCLUSIONES: PLENA SOBERANÍA PETROLERA VERSUS INTERNACIONALIZACIÓN

El impacto del programa de internacionalización sobre los ingresos y el alcance territorial, más que la rentabilidad, de las operaciones de PDVSA es lo que ha permitido a sus defensores presentar a éste como el máximo logro de una gerencia progresista que, en menos de dos décadas, transformó a PDVSA en una “corporación energética global”. En este informe se ha demostrado que, en realidad, esta transformación no involucró una mejoría tangible en las condiciones del negocio petrolero venezolano y solamente se logró a un costo exorbitante – y nunca reconocido abiertamente – para el país y sus ciudadanos.

En realidad, la internacionalización siempre giró alrededor de un objetivo fiscal: reducir la carga impositiva de PDVSA en Venezuela al transferir ganancias fuera de Venezuela e importar costos a Venezuela, para luego recircular los flujos generados a través de un complejo esquema basado en el endeudamiento externo y el uso de vehículos de ingeniería financiera domiciliados en paraísos fiscales, refractarios al escrutinio fiscal y accionario. Es decir, la internacionalización no ha sido más que un mecanismo de transferencia de ganancias y de lavado de dinero, montado por PDVSA a espaldas, y en contra, del gobierno de la República.

Los recursos con los que se implementó este programa de hecho provinieron de Venezuela, principalmente en la forma de descuentos asociados al precio de más de seis mil millones de barriles de petróleo crudo. Por derecho, la gran mayoría de estos flujos tendría que haber terminado en las arcas del gobierno de la República.

Una de las principales prioridades del gobierno del presidente Chávez es eliminar los efectos negativos que sufre el erario público venezolano por causa del programa de internacionalización, principalmente a través del control fiscal de los precios de exportación. PDVSA terminará con los descuentos en los contratos de las filiales que controla al 100 por ciento, y buscará reestructurar los contratos de aquellas filiales que detenta en sociedad con otras compañías. Asimismo, identificará los activos que no sean medulares para su operación, y buscará su desincorporación al precio más ventajoso para su accionista, a quien remitirá los ingresos generados por la venta de activos. Por otro lado, reestructurará los pasivos de las filiales que continúen formando parte de su sistema de tal forma que no se maniate la libertad de acción del gobierno de la República ni se comprometan por adelantado sus ingresos fiscales. Finalmente, PDVSA asegurará que sus filiales en el exterior remitan dividendos a Venezuela que sean cónsonos con la rentabilidad real de sus operaciones, para que éstos puedan ser utilizados en beneficio de los habitantes del país, que son los verdaderos dueños del petróleo que la meritocracia antinacional de la vieja PDVSA intentara apropiarse.

INFORME

ANTECEDENTES

La internacionalización, de acuerdo a la definición de PDVSA, es “la política de inversiones en el extranjero de la Industria Petrolera Nacional, orientada a la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores”. Esta política se ha sustentado citando “la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos”, haciendo especial énfasis en el hecho de que "el principal riesgo que debe afrontarse es el de perder los mercados".

CUADRO C1: PDVSA. CRONOGRAMA DE ADQUISICIONES DE ACTIVOS FUERA DE VENEZUELA DENTRO DEL PROGRAMA DE INTERNACIONALIZACIÓN (1983-2005)

Nombre y localización	Fecha	País †	Participación PDVSA	Socio original (si aplica)	Socio actual (si aplica)	Vendedor (si aplica)	Capacidad MBD ó MMB*	Costo MMUSD
<u>Refinerías</u>								
Ruhr Öl GmbH., Gelsenkirchen	1983	RFA	50%	Veba Öl	Deutsche BP	++++	250	125
Oberheinische Mineralölwerke GmbH., Karlsruhe @	1985	RFA	16.5%	Veba Öl	Deutsche BP	++++	174	55
Erdöl Raffinerie Neustadt GmbH., Neustadt @@	1985	RFA	12.5%	Veba Öl	Deutsche BP	++++	144	
Refinería Isla (Curazao), S.A., Emmastad	1986	ANe	++++	++++	++++	Arrendada	320	++++
Nynäs Petroleum NV, Antwerpen @@@	1986	B	50%	Axel Johnson	Neste Oil	++++	15	
AB Nynäs Petroleum, Göteborg	1986	S	50%	Axel Johnson	Neste Oil	++++	12.5	23.5
AB Nynäs Petroleum, Nynäshamn	1986	S	50%	Axel Johnson	Neste Oil	++++	28	
Citgo Petroleum Corporation, Lake Charles	1986	EUA	50%	Southland	++++	++++	320	290
Champlin Refining Company, Corpus Christi	1987	EUA	50%	Union Pacific	++++	++++	165	93
Champlin Refining Company, Corpus Christi	1988	EUA	50%	++++	++++	Union Pacific	165	156
Citgo Petroleum Corporation, Lake Charles	1989	EUA	50%	++++	++++	Southland	320	675
The Uno-Ven Corporation, Lemont	1989	EUA	50%	Unocal	++++	++++	151	145
Seaview Petroleum Company, Paulsboro	1990	EUA	50%	Seaview	++++	++++	84	36
Petrochemie und Kraftstoffe Schwedt AG, Schwedt @@@@	1991	RFA	18.75%	Veba Öl	Deutsche BP	Treuhandanstalt	240	18.67***
Seaview Petroleum Company, Paulsboro	1991	EUA	50%	++++	++++	Seaview	84	49
Citgo Asphalt Refining Company, Savannah	1992	EUA	100%	++++	++++	Amoco	28	15
Briggs Oil Ltd., Dundee	1992	GB	50%	Fortum	Neste Oil	Tarmac	10	66.5
Eastham Refinery Ltd., Ellesmere	1992	GB	25%	Fortum**	Neste Oil	Tarmac	12	
Lyondell-Citgo Refining Company, Houston	1993	EUA	42.1%	Lyondell	Lyondell	++++	265	632
The Uno-Ven Corporation, Lemont	1997	EUA	50%	++++	++++	Unocal	151	250
Chalmette Refining LLC, Chalmette	1998	EUA	50%	Mobil	ExxonMobil	++++	184	319
HOVENSA, St. Croix	1998	IVA	50%	Amerada Hess	Amerada Hess	++++	525	625
Mery Sweeny LLC, Sweeny ****	1998	EUA	30%	Phillips	ConocoPhillips	++++	205	283
<u>Terminales de almacenamiento</u>								
Refinería Isla (Curazao), S.A., Emmastad	1986	ANe	++++	++++	++++	Arrendada	18	++++
Bonaire Petroleum Corporation N.V., Bonaire	1989	ANe	100%	++++	++++	Northville/Paktank	9	50
Bahamas Oil Refining Company International, Bahamas	1990	Bahamas	100%	++++	++++	Chevron	20	120

@ Amalgamada en 1986 con la refinería de Karlsruhe de Esso; PDVSA ahora tiene una participación del 11 por ciento en Mineralölraffinerie Oberhein (Otros socios: BP 11%; Shell 32.25%; Esso 25%; Conoco 18.75%).

@@ Amalgamada en 1988 con la refinería de Vohburg-Ingoldstadt de BP/AGIP; PDVSA ahora tiene una participación del 12.5 por ciento en BAYERNOIL Raffineriegesellschaft (Otros socios: OMV AG 45%; AGIP Deutschland AG 20%; Deutsche BP 10%; BP Refining and Petrochemicals 12.5%).

@@@ Intercambiada a Petroplus en 2003 por activos de mercadeo de asfalto en Suiza

@@@@ Otros socios en el consorcio: BP Refining and Petrochemicals 18.75%; Shell 37.5%; Agip/TotalFinaElf 25%.

* Capacidad nominal de destilación para refinerías (al momento de su compra); capacidad nominal de almacenamiento para terminales (al momento de su compra)

** Una subsidiaria de Shell controla el 50% de esta refinería

*** Desembolso de adquisición únicamente; no incluye la parte proporcional de PDVSA en los DM 1,300 millones que el consorcio tuvo que prometer invertir al gobierno alemán

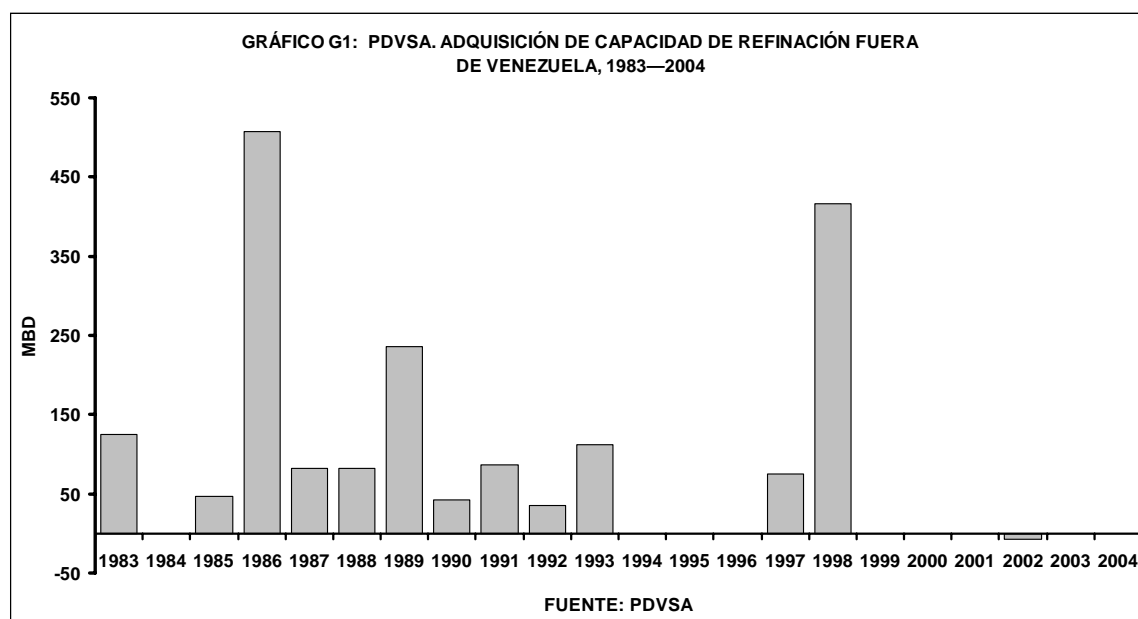
**** No incluye 125 MMUSD de pago contingente asociado al comportamiento de márgenes

***** Participación de 50% en una planta de coquización y torre de vacío asociada

† RFA=República Federal de Alemania; B=Bélgica; ANe=Antillas Neerlandesas; GB=Gran Bretaña; S=Suecia; IVA= Islas Vírgenes Americanas

El programa de internacionalización arrancó hacia finales de 1982, con el establecimiento de una empresa mancomunada en Alemania: Ruhr Oel. A partir de entonces, como se

puede constatar en el Cuadro C1, se han incorporado al programa un total de 20 refinerías adicionales (incluyendo la refinería de Curazao, bajo arrendamiento) y 3 grandes terminales de almacenamiento en el Caribe (incluyendo el terminal de Curazao, bajo arrendamiento). Durante el periodo 1983–2005 solamente se ha desincorporado una refinería del programa (la refinería de Nynäs en Amberes, intercambiada en 2003 por activos de mercadeo de asfalto en Suiza). En la actualidad, la capacidad neta de refinación y almacenamiento a la disposición de PDVSA en el extranjero asciende a 1,9 MMBD y 47 MMB, respectivamente (Gráfico G1). Además, la principal filial de PDVSA en Estados Unidos (Citgo Petroleum) es, por volumen, el quinto mayor vendedor al detal de gasolina y otros combustibles automotores en ese país. Citgo cuenta con una red de distribución compuesta por aproximadamente 14 mil estaciones de servicio, y sus ventas de gasolina son equivalentes al 11 por ciento del mercado. En Alemania, Ruhr Oel tiene acceso a 2,5 mil establecimientos de la red de distribución Aral, la mayor de ese país (con una cuota de mercado de 19 por ciento).

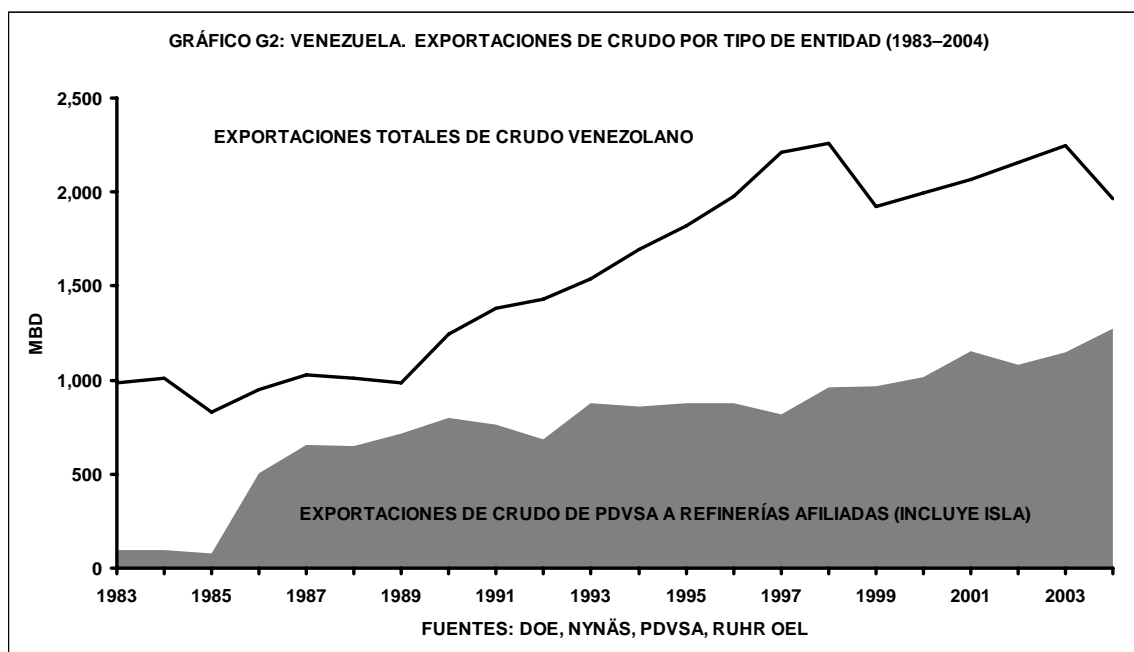


VOLÚMENES

Desde que se envió el primer barril de crudo venezolano a Ruhr Oel en 1983 y hasta finales de 2004 inclusive, las refinerías de PDVSA en el exterior (incluyendo la refinería de Curazao) han absorbido 6,19 MMBB de crudo venezolano, cifra equivalente a 48,9 por ciento del volumen total de crudo que PDVSA ha exportado durante este periodo. Durante los primeros años del programa, los envíos a refinerías afiliadas fueron equivalentes a poco menos del 10 por ciento de las exportaciones de crudo de PDVSA. En 1985–6, este porcentaje se incrementó sensiblemente y, desde entonces, las ventas a filiales rara vez han representado menos del 50 por ciento de las exportaciones totales de crudo de PDVSA. En el año 2004, las filiales de PDVSA en el exterior absorbieron 64 por ciento de las exportaciones de crudo de la compañía. Desde 1986, las filiales de PDVSA en Estados Unidos

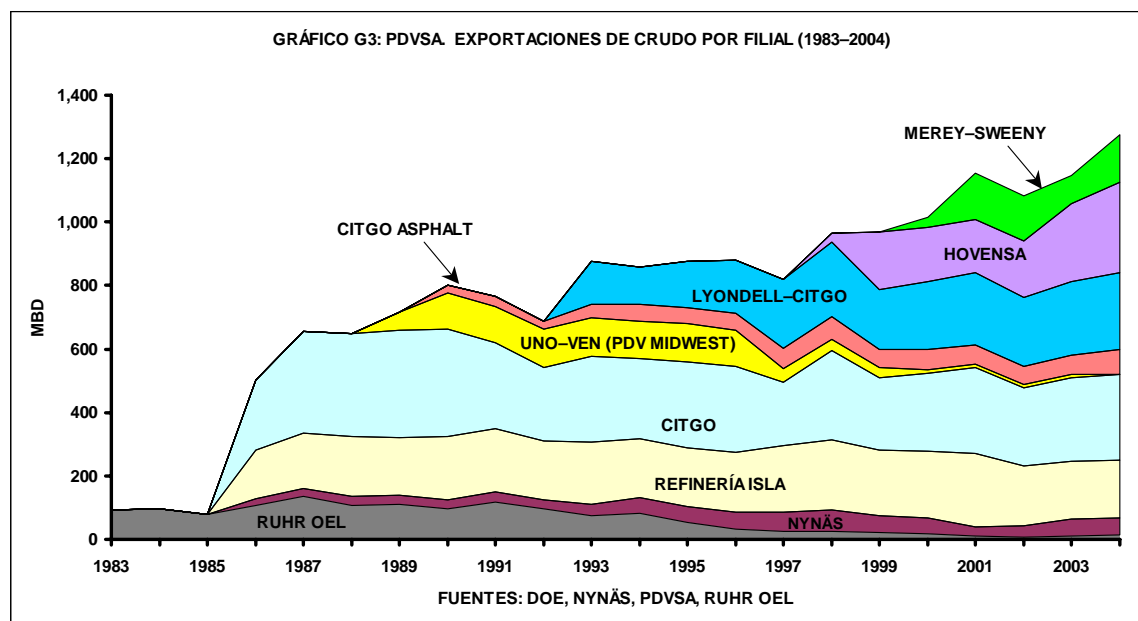
(sobre todo Citgo) también han sido el destino para una proporción mucho menor, aunque todavía significativa, de las exportaciones venezolanas de productos petrolíferos (especialmente gasolina, nafta, jet y asfaltos).

El Gráfico G2 ilustra la proporción del total de crudo exportado bajo los auspicios del programa de internacionalización que cada filial de PDVSA ha absorbido. En el Gráfico G3 se puede ver la evolución histórica de estos envíos de crudo, por filial. No obstante el énfasis del programa en las operaciones integradas, hay dos filiales – Ruhr Oel y PDV Midwest (antes Uno–Ven, y hoy parte de Citgo) – que procesan volúmenes minúsculos de crudo venezolano. Las corridas de crudo venezolano en la refinería de Lemont (Uno–Ven) gradualmente se redujeron a cero a partir de su adquisición total por parte de PDVSA a finales de 1997. Por otro lado, los envíos de crudo venezolano a Ruhr Oel comenzaron a declinar aceleradamente a partir de 1991, justamente el año en el cual PDVSA decidió participar en la adquisición de la refinería de Schwedt (la cual nunca ha procesado un solo barril de crudo venezolano).



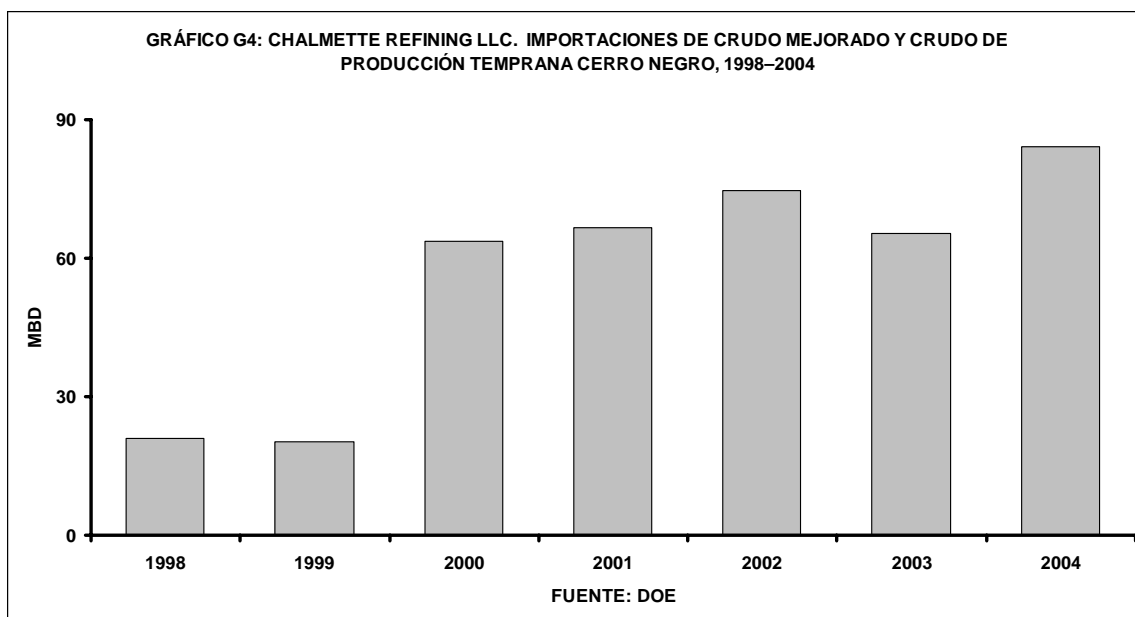
Las estadísticas citadas arriba no consideran el volumen de crudo mejorado (o mezclas de producción de desarrollo) enviado a la refinería de Chalmette (en la cual PDVSA está asociada al 50 por ciento con ExxonMobil), proveniente de la asociación Cerro Negro en la Faja Petrolífera del Orinoco. Desde 1998, el volumen acumulado enviado a Chalmette totaliza 144 MMB. Aunque esta refinería forma parte del circuito internacional de PDVSA, sus operaciones y condiciones económicas están a tal grado ligadas a las de la asociación Cerro Negro que más bien se debe de considerar a Chalmette como un elemento constituyente de un proyecto integrado de producción y mejoramiento de crudo que va desde el pozo en Venezuela hasta la puerta de la refinería en los Estados Unidos. De hecho, la adquisición de esta refinería se incorporó en el plan de desarrollo para el proyecto Cerro

Negro para reforzar la viabilidad económica del mismo. El Gráfico G4 muestra los volúmenes de crudo mejorado y mezclas de producción temprana provenientes de Cerro Negro que ha levantado la refinería de Chalmette desde 1998.



Comentarios

El programa de internacionalización se ha presentado como el garante de la estabilidad y continuidad de las exportaciones de crudo venezolano a mercados estratégicos para Venezuela. En un sentido estricto, la idea de que la propiedad de un sistema de refinación en el extranjero asegura a un productor un destino para cierto volumen de crudo es irrefutable; después de todo, un productor integrado tiene el derecho de rehusarse a procesar en sus instalaciones todo crudo que no sea el suyo. Sin embargo, una empresa integrada racional siempre tendrá que fijar sus precios de transferencia de acuerdo al precio de mercado de sus distintos insumos ya que de lo contrario incurrirá en costos de oportunidad evitables (por venderse a sí misma a un precio superior o inferior al que dicta el mercado). Esto quiere decir que la seguridad volumétrica de un exportador cualquiera depende antes que nada de su flexibilidad para ajustar el precio de su crudo (un exportador que siempre esté dispuesto a ofrecer un precio menor al del mejor de sus competidores siempre venderá toda su producción), y no de su mayor o menor grado de integración vertical. Por lo tanto, el programa de internacionalización solamente podría justificarse desde un punto de vista volumétrico si la propiedad de activos de refinación y mercadeo permitiera a PDVSA colocar su volumen de exportación a un precio más atractivo del que podría conseguir en ausencia de dichos activos. En la práctica, como se explica más adelante, las ventas a refinerías afiliadas se han traducido en que PDVSA haya colocado su volumen de exportación a un precio inferior del que podría haber conseguido vendiendo este crudo a refinadores no afiliados.



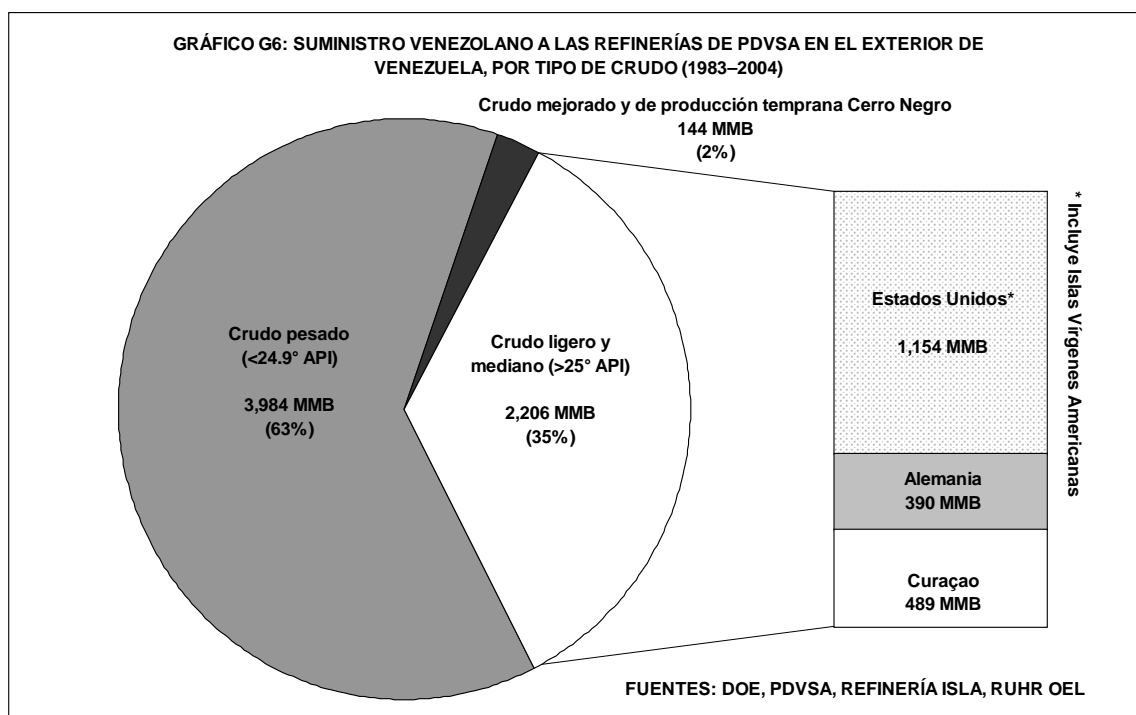
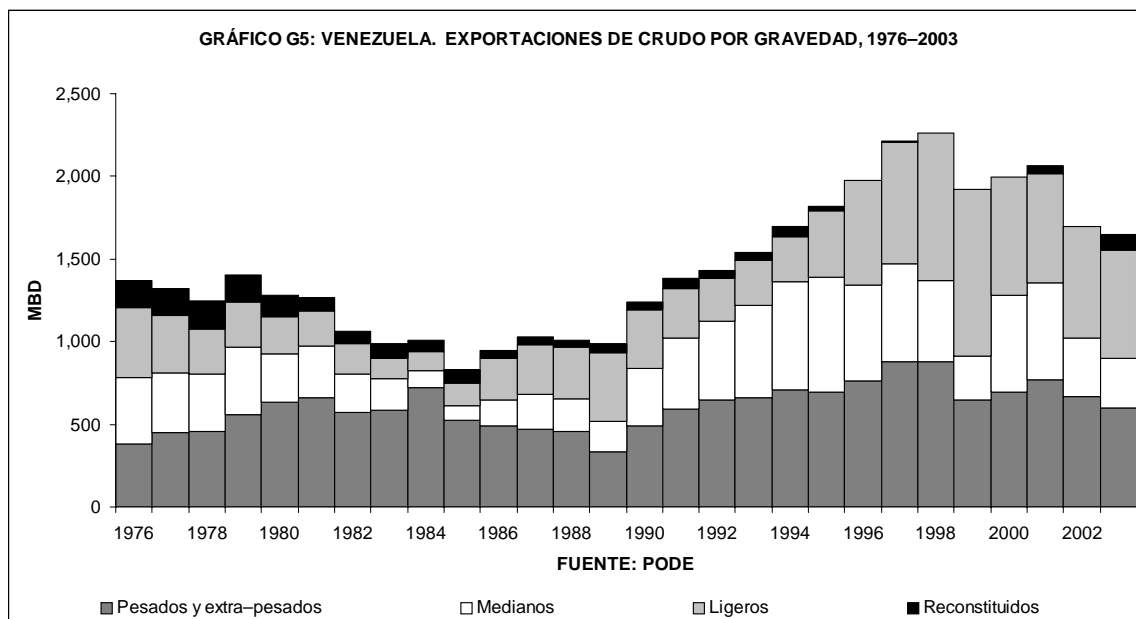
COLOCACIÓN DE CRUDO PESADO

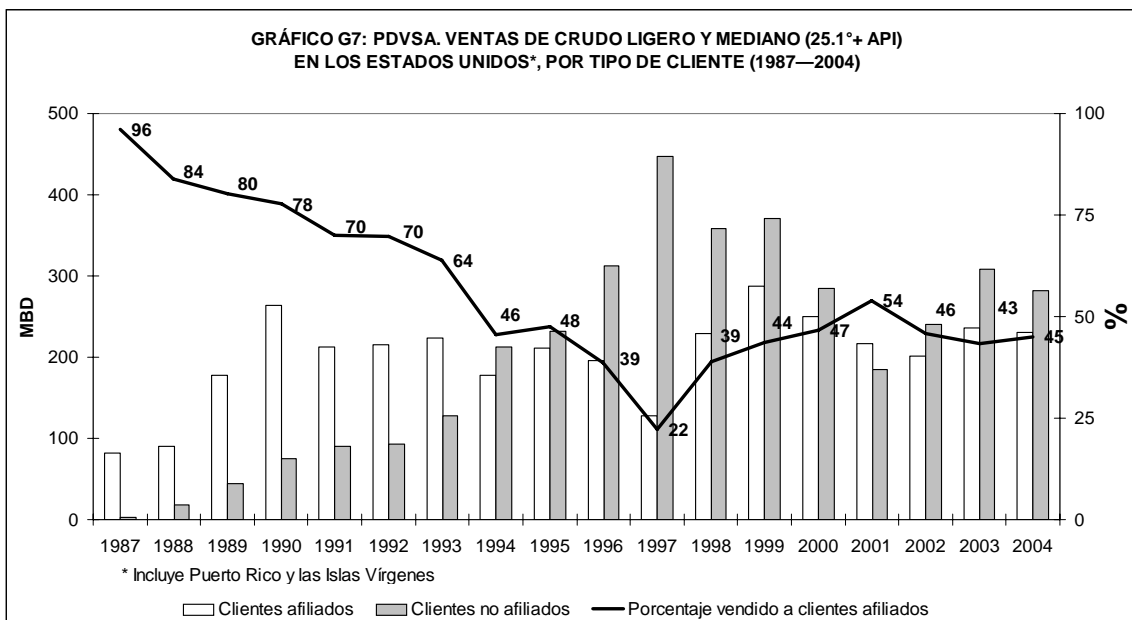
La gran mayoría de las reservas petroleras de Venezuela se compone de crudos muy pesados, con un alto contenido de azufre, nitrógeno, metales (vanadio, níquel) y ácidos orgánicos. El conjunto de refinerías que pueden procesar rentablemente este tipo de crudos es muy reducido, su comercialización plantea diversos y muy complejos problemas de índole microeconómica. Ahora bien, la teoría económica tiende a ver a la integración vertical como un antídoto muy potente contra este tipo de problemas. En el contexto de la problemática comercial que caracteriza al mercado de crudo pesado, la integración vertical es un arreglo institucional que luce razonable. En principio, esto es favorable para la evaluación del programa de internacionalización, porque PDVSA está mucho más expuesta a los problemas inherentes a este mercado que casi cualquier otra compañía petrolera.

La firma del primer convenio de internacionalización con Ruhr Oel coincidió con una fuerte contracción en las exportaciones venezolanas de crudo ligero (Gráfico G5): en 1982, los crudos pesados representaron el 55 por ciento del total de las exportaciones venezolanas de crudo. Pero existen abundantes pruebas de que el programa de internacionalización no fue concebido en función de los imperativos de colocación para crudos pesados venezolanos.

Por principio de cuentas, una parte muy significativa (35 por ciento, equivalente a 2,2 MMB) del volumen total de crudo exportado bajo los auspicios del programa hasta 2004 (Gráfico G6) se compone de crudos ligeros y medianos (de 25 °API o más), cuya colocación con terceros mediante mecanismos comerciales normales no hubiera planteado ninguna dificultad. La gran mayoría de los volúmenes venezolanos que PDVSA ha enviado a Ruhr Oel desde 1983 han sido crudos livianos, los cuales también han representado el 70 por ciento del proceso total de Refinería Isla en Curacao desde 1986. De hecho, a partir de 1986, las refinerías de alta conversión de PDVSA en los Estados Unidos han sido el destino

más importante para las exportaciones venezolanas de crudos con gravedad superior a 25° API a este mercado (Gráfico G7). A finales de la década de los años ochenta, la proporción de las exportaciones venezolanas de crudos ligeros enviada a las filiales de PDVSA en Estados Unidos sobrepasó el 90 por ciento.



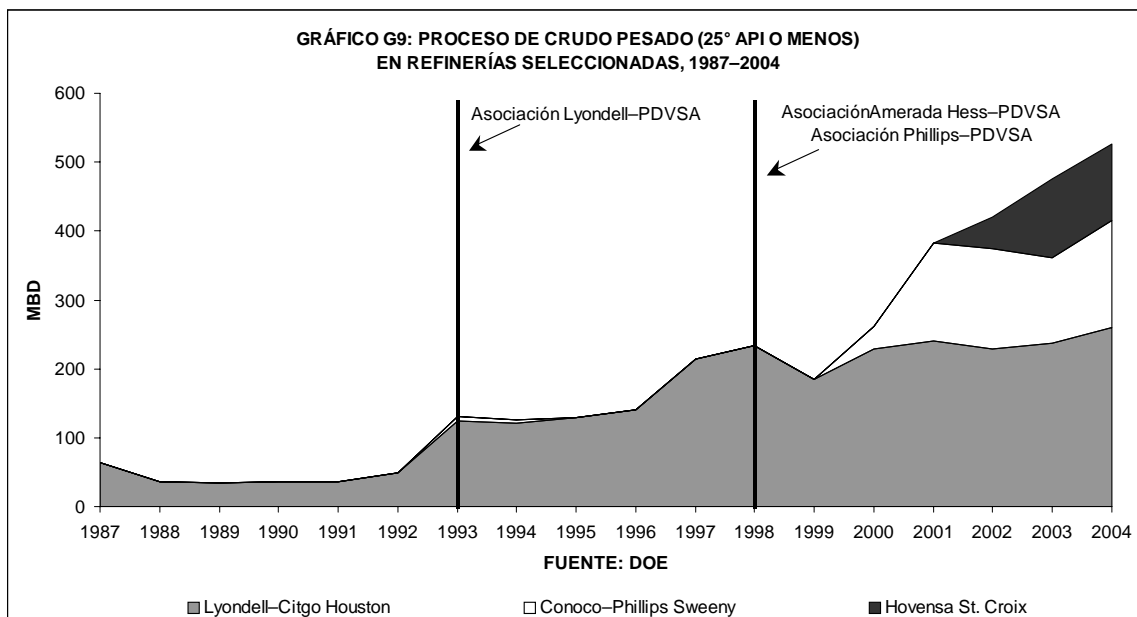
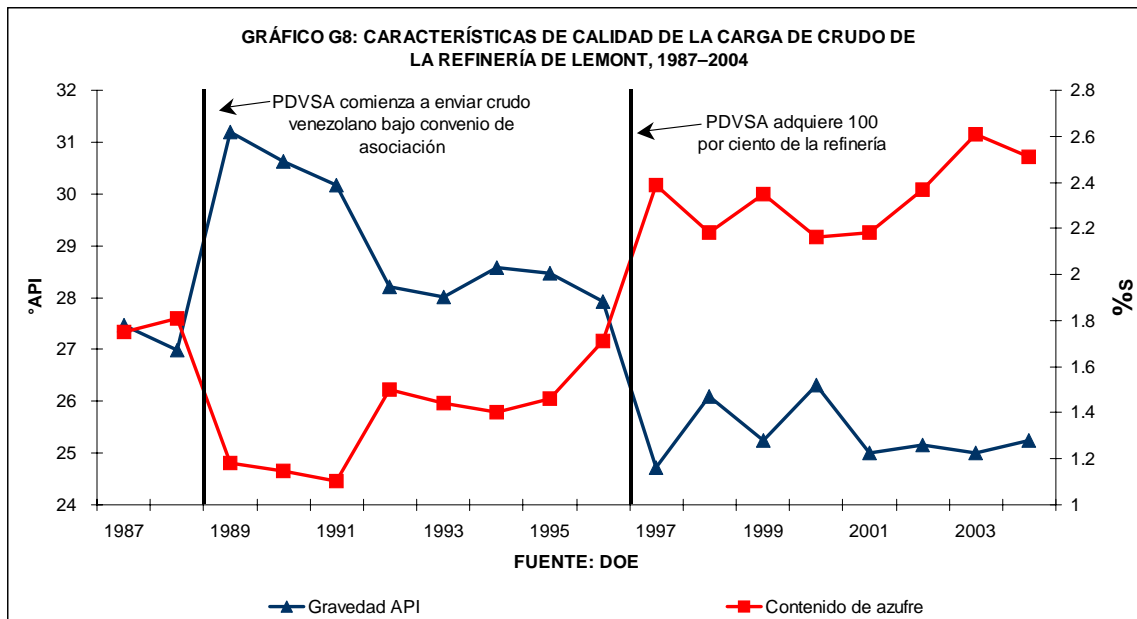


En segundo lugar, si se examina la evolución de las importaciones totales de crudo de las filiales de PDVSA antes y después de su adquisición por la corporación, se puede constatar que la creación de demanda *adicional* de crudo pesado no fue el motor detrás de las adquisiciones de la compañía, cuando menos hasta el momento en que se firmó la asociación con Lyondell. Muchas de las refinerías adquiridas procesaban crudo venezolano casi exclusivamente desde antes de su adquisición y en las otras, los crudos venezolanos simplemente desplazaron otros crudos pesados, sin que las dimensiones del mercado se ampliaran. De hecho, la asociación con Unocal (Uno-Ven) tuvo el efecto perverso de reducir la demanda agregada de crudo pesado en la Meseta Central de los Estados Unidos, ya que el crudo canadiense que procesaba la refinería de Lemont antes de 1990 era bastante más pesado y amargo que el crudo venezolano que vino a sustituirlo (Gráfico G8).

Las asociaciones de PDVSA en las refinerías de Houston, St. Croix y Sweeny han sido las únicas que se han planteado como objetivo explícito aumentar la demanda agregada de crudo pesado a través de la construcción de nuevas instalaciones de alta conversión (el Gráfico G9 ilustra las compras de crudo pesado – de cualquier origen – de estas plantas). El aparente desinterés de PDVSA en el imperativo de incentivar la construcción de este tipo de plantas a lo largo de la primera década de la evolución del programa de internacionalización es muy revelador, ya que para cualquier productor de crudo pesado, un aumento en la demanda agregada de crudos pesados repercute positivamente sobre el precio de todo su volumen (tanto el que se mueve a través de canales integrados como el que no), al provocar el angostamiento del diferencial de precio entre crudos ligeros y crudos pesados.

En tercer lugar, la internacionalización bien puede haber exacerbado la problemática comercial inherente en la colocación del crudo pesado venezolano, ya que PDVSA tradicionalmente recurrió a mecanismos puros de mercado justamente para mover sus crudos de

peor calidad (los cuales más bien se hubieran prestado para moverse a través de canales integrados), y colocó sus mejores crudos en refinerías bajo su control.



CUADRO C2: PDVSA. Calidad Promedio de Exportaciones de Crudo a Estados Unidos por Cliente (1987-2004)

	<i>Citgo, Corpus Christi</i>		<i>Citgo, Lake Charles</i>		<i>PDV Midwest (Uno-Ven), Lemont</i>		<i>Citgo Asphalt*</i>	
	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	26.06	1.60	25.18	1.60	--	--	--	--
1988	25.06	1.64	25.61	1.54	--	--	--	--
1989	25.57	1.51	26.04	1.50	31.20	1.18	14.40	3.15
1990	25.38	1.44	26.40	1.42	30.30	1.17	13.29	3.04
1991	24.79	1.00	25.51	1.22	30.17	1.10	13.06	2.76
1992	25.08	1.08	24.27	1.41	28.96	1.31	12.69	2.78
1993	22.33	0.98	23.98	1.43	27.94	1.40	12.75	3.33
1994	20.96	0.80	23.48	1.39	28.40	1.40	12.87	3.27
1995	23.25	1.06	23.98	1.51	28.48	1.38	12.12	3.56
1996	24.34	1.16	23.53	1.59	29.48	1.33	12.09	3.67
1997	24.72	1.26	24.09	1.51	30.63	1.18	12.17	3.69
1998	25.64	1.23	25.08	1.25	30.25	1.03	12.07	3.78
1999	24.10	1.45	25.31	1.32	30.63	1.03	11.74	4.19
2000	23.50	1.68	24.78	1.59	30.19	0.86	11.27	3.72
2001	23.03	1.64	22.45	1.73	29.80	0.76	11.43	4.06
2002	24.14	1.48	23.72	1.52	28.74	1.19	10.76	3.99
2003	26.13	1.29	24.23	1.52	29.97	1.52	11.26	4.30
2004	24.38	1.37	23.40	1.45	-	-	11.47	4.34

	<i>Lyondell-Citgo, Houston</i>		<i>HOVENSA, St. Croix</i>		<i>Chalmette Refining, Chalmette</i>		<i>Merrey-Sweeny, Sweeny</i>	
	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	--	--	--	--	--	--	--	--
1988	--	--	--	--	--	--	--	--
1989	--	--	--	--	--	--	--	--
1990	--	--	--	--	--	--	--	--
1991	--	--	--	--	--	--	--	--
1992	24.15	1.03	--	--	--	--	--	--
1993	22.60	0.89	--	--	--	--	--	--
1994	21.87	0.39	--	--	--	--	--	--
1995	21.78	0.51	--	--	--	--	--	--
1996	21.31	1.56	--	--	--	--	--	--
1997	16.91	2.31	--	--	--	--	--	--
1998	16.91	2.32	29.89	0.96	19.37	2.39	--	--
1999	17.58	2.20	30.29	0.95	17.52	2.45	--	--
2000	16.55	2.44	31.07	0.94	17.31	2.82	16.46	2.22
2001	17.33	2.39	30.88	0.94	16.38	3.18	16.89	1.94
2002	17.36	2.51	29.94	0.95	16.61	3.23	16.64	1.39
2003	17.35	2.48	24.95	1.62	16.14	3.28	17.20	2.20
2004	16.87	2.51	24.73	1.67	17.56	2.86	17.50	2.16

	<i>Todas las filiales</i>		<i>Clientes no afiliados</i>	
	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	25.61	1.60	15.65	2.68
1988	25.34	1.59	17.55	2.42
1989	26.73	1.45	19.04	2.03
1990	26.40	1.45	19.76	2.07
1991	25.69	1.24	20.26	2.16
1992	25.07	1.36	19.56	2.17
1993	23.22	1.34	19.66	2.13
1994	22.79	1.22	21.73	2.08
1995	23.47	1.32	21.84	2.06
1996	23.43	1.61	22.54	1.92
1997	20.17	2.05	24.07	1.79
1998	20.76	1.96	24.62	1.80
1999	20.63	2.04	25.40	1.65
2000	19.13	2.28	23.19	1.95
2001	18.64	2.25	21.33	2.06
2002	20.63	1.98	23.07	1.69
2003	20.97	2.12	26.81	1.35
2004	20.23	2.15	26.44	1.37

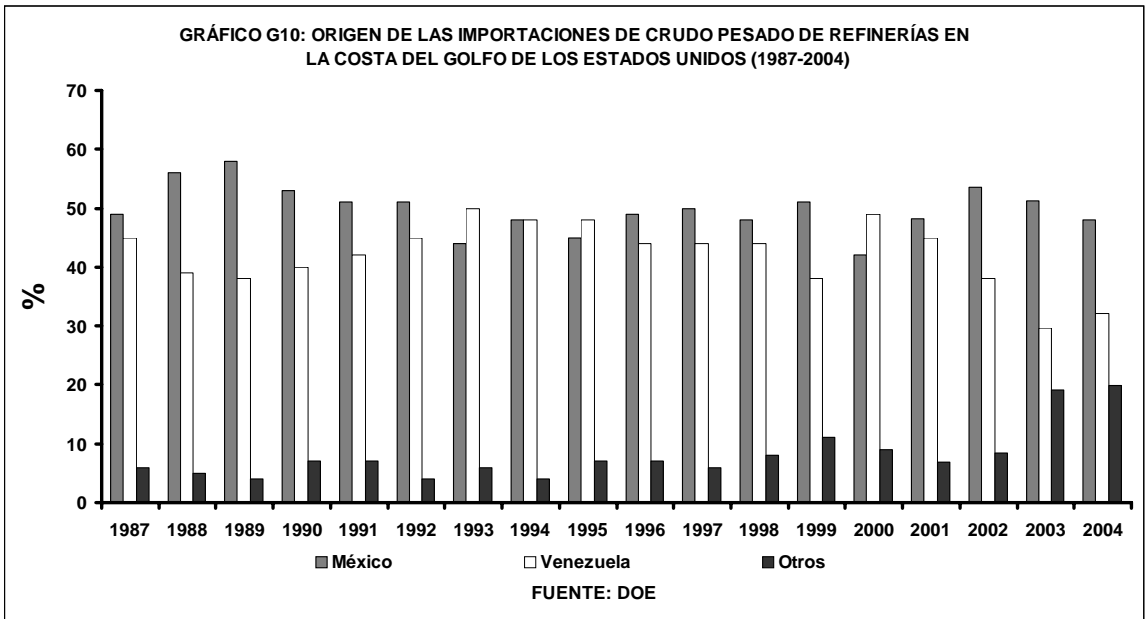
* Refinerías de Paulsboro y Savannah

Fuentes: DOE, PDVSA

El Cuadro C2 compara la calidad promedio del crudo que PDVSA vende a sus filiales con la del crudo que vende a clientes no afiliados. Como se puede ver, el crudo venezolano que reciben las filiales de PDVSA tradicionalmente ha sido de mejor calidad que el que se vende a clientes no afiliados, en términos tanto de gravedad API como de contenido de azufre. Este diferencial de calidad siempre fue especialmente marcado en el caso de la refinería de Lemont, pero ha sido significativo inclusive para las muy complejas refinерías de Citgo en Corpus Christi y Lake Charles. El diferencial de calidad ha tendido a estrecharse con el paso de los años, pero hasta 2003, esto fue una consecuencia del incremento en las exportaciones de crudo ligero a clientes no afiliados, más que del hecho de que la mezcla venezolana enviada a las filiales de PDVSA se hiciera cada vez más pesada. A partir de ese año, las ventas de crudo pesado a clientes no afiliados en Estados Unidos se han contraído significativamente y, por ello, la calidad promedio del crudo que levantan estos clientes ahora sobrepasa por un margen amplio a la calidad de los levantamientos de clientes afiliados.

Comentarios

Aunque el programa de internacionalización ha sido caracterizado como un vehículo para facilitar la colocación de crudo pesado venezolano, más de la tercera parte del volumen que PDVSA ha enviado a sus refinерías en el exterior ha consistido de crudos cuya colocación no planteaba ninguna dificultad especial. Además, la calidad del crudo que PDVSA ha colocado a través de mecanismos de mercado es marcadamente inferior a la calidad del crudo que ha enviado a sus filiales. Finalmente, por mucho tiempo, PDVSA nunca tomó particularmente en serio el imperativo estratégico de expandir la demanda agregada de crudo pesado fomentando la construcción de nuevas plantas de alta conversión.



Si bien el objetivo primordial de la internacionalización no ha sido asegurar la colocación de crudo pesado, conviene apuntar que la carencia de activos de refinación no ha incapacitado a productores que también tienen que vender primordialmente crudos de baja calidad: como se puede apreciar en el Gráfico G10, la participación de PEMEX en el mercado de crudo pesado de la costa del Golfo de los Estados Unidos (el mercado de crudo pesado más grande del mundo con mucho, y el más importante tanto para México como para Venezuela) ha sido ligeramente superior en promedio a la de PDVSA a través del tiempo. Además, la diferencia entre ambas compañías ha tendido a ampliarse en años recientes. Por lo tanto, se puede concluir que, de no haber existido el programa de internacionalización, PDVSA habría podido colocar la totalidad su volumen de exportación de crudo pesado con clientes no afiliados, siempre y cuando el precio del mismo hubiera resultado lo suficientemente atractivo para éstos.

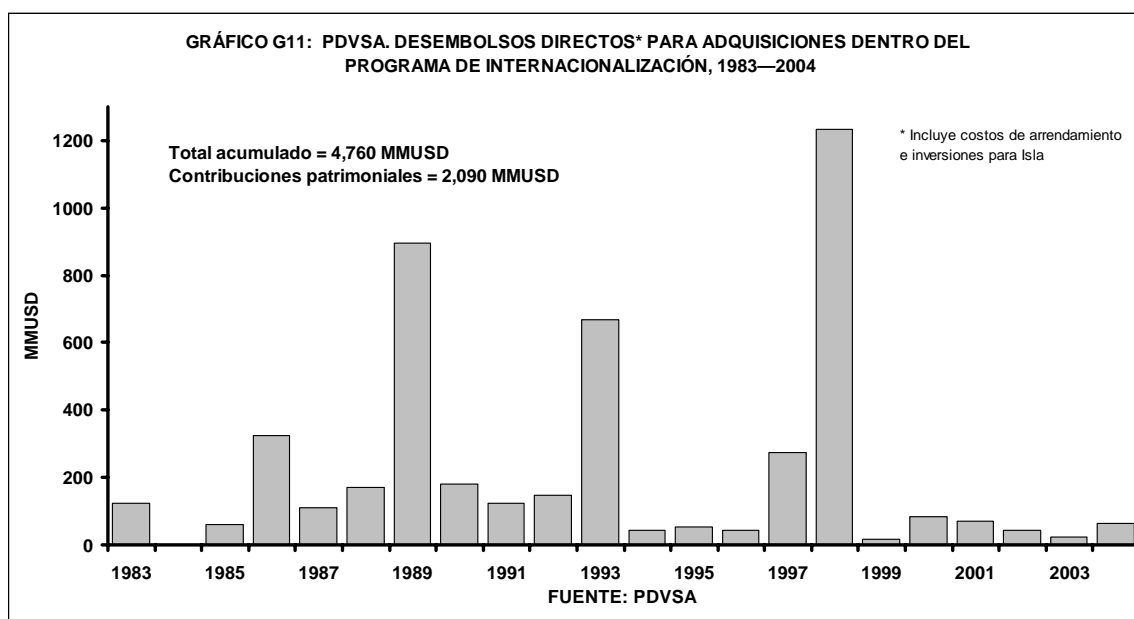
Concebiblemente, PDVSA podría haber aprovechado su propiedad de refinerías de alta conversión para conseguir precios más atractivos para sus crudos pesados. Sin embargo, los suministros de crudo pesado a refinerías afiliadas se han valorado a precios lo suficientemente ventajosos como para que PDVSA no hubiera enfrentado ningún riesgo volumétrico de haber ofrecido estos mismos precios a clientes no afiliados. Es decir, PDVSA hubiera podido disfrutar de un grado comparable de seguridad volumétrica pero sin convertirse por ello en propietaria de activos de refinación, con todo lo que esto supone en términos de utilización de recursos gerenciales escasos, necesidad de fondar inversiones futuras, riesgos operativos y de transporte, etc. Esta seguridad se habría podido conseguir sin que por ello PDVSA tuviera que comprometerse a vender a estos precios por un periodo largo de tiempo.

Por otra parte, los contratos de suministro de PDVSA con sus refinerías en el extranjero generalmente tienen una duración de 20 años, y las condiciones preferenciales de los mismos no han inducido especial lealtad hacia PDVSA ni de parte de sus socios ni de sus filiales. Por ejemplo, esto se aprecia de forma especialmente nítida en la demanda entablada contra PDVSA a raíz de la declaración de fuerza mayor a los cargamentos de Lyondell–Citgo entre abril de 1998 y septiembre de 2000. De acuerdo a las disposiciones en el contrato de suministro con Lyondell–Citgo relativas a querellas entre las partes, la interposición de la demanda corrió a cargo de Lyondell. Sin embargo, en caso de que el fallo de la corte resultara adverso para PDVSA, Citgo sería beneficiario de cualquier indemnización en una parte proporcional a su participación en Lyondell–Citgo (hay que recordar que en dicho contrato, PDVSA expresamente renunció a su inmunidad de soberanía en cualquier controversia comercial). Es decir que, aunque diversas formulaciones legales en el contrato de suministro relegan a Citgo a un segundo plano en la demanda contra PDVSA, Citgo de alguna manera es socio y parte de Lyondell en la demanda que esta última mantiene contra PDVSA.

COSTOS DIRECTOS DE ADQUISICIÓN PARA PDVSA

La adquisición de activos de refinación, almacenamiento y mercadeo al detal fuera de Venezuela ha significado para PDVSA un total de 4,76 MMMUS\$ en costos de adquisición directos entre 1983 y 2004, cifra que incluye también un total de 277 MMUS\$ por concepto de los pagos asociados al arrendamiento de la refinería de Curazao (Gráfico G11). Además,

PDVSA ha hecho aportes patrimoniales adicionales a sus filiales en Estados Unidos y Curazao por un total de 2,09 MMMUS\$ (esta cifra incluye 500 MMUS\$ en gasto de inversión destinado a la Refinería Isla durante el periodo, ya que éste no se financió con flujo de caja interno de la refinería). La suma de estos rubros es de 6,85 MMMUS\$, cifra equivalente a un desembolso bruto de 1,07 US\$ por cada barril de crudo venezolano enviado a refinerías de PDVSA entre 1983 y 2004 (este volumen incluye el crudo mejorado y de producción temprana enviado a Chalmette). Ahora bien, esta cifra no refleja adecuadamente el valor presente neto de los flujos de efectivo que PDVSA ha dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de los contratos de suministro con estas refinerías, por el hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior por lo general han recibido crudo y productos petrolíferos a precios inferiores a los prevalecientes en el mercado abierto. Estos costos de oportunidad deben considerarse en cualquier cálculo serio acerca del costo total de adquisición de las refinerías de PDVSA en el extranjero. De hecho, estos costos son responsables de la mayor parte del costo de adquisición total.



PRECIOS

El hecho de que los precios de transferencia entre PDVSA y sus filiales hayan sido casi siempre inferiores a los precios de mercado siempre se ha negado sistemáticamente, no obstante la existencia de documentos publicados por PDVSA y sus filiales que demuestran claramente la existencia de estos descuentos.

Estos documentos son de tres tipos. En primer lugar, están los reportes anuales y formularios (PDVSA 20-F, PDVSA Finance 20-F, PDV America 10-K, Citgo Petroleum 10-K) que PDVSA y/o sus filiales tienen que publicar en su calidad de emisores o garantes de valores disponibles para el público en general en los Estados Unidos, en cumplimiento de las disposiciones de las autoridades que regulan los mercados de valores en ese país. Por ejemplo,

en su informe 10-K para el año 2000 ante el *Securities and Exchange Commission (SEC)*, Citgo manifestó que, debido a los recortes de producción en Venezuela del año 1999, PDVSA había invocado la cláusula de fuerza mayor de su contrato de suministro. Esto forzó a la filial a recurrir al mercado abierto para satisfacer sus requerimientos de crudo, lo cual incrementó sus costos de adquisición en 55 MMUS\$. Citgo también indicó que el volumen contractual afectado por la fuerza mayor ascendió a 21 MMB. Al dividir el incremento en costos entre el volumen afectado se puede ver que los precios de mercado que Citgo tuvo que pagar excedieron sus precios de transferencia en 2,49 US\$/B. Esta cifra, por lo demás, es casi idéntica a los 2,39 US\$/B que el Comisario Mercantil de PDVSA identificara como descuentos en el precio de remesas de crudo para Citgo en el reporte que presentó a la junta directiva de la corporación para el ejercicio de 1999.

En los reportes de Citgo y PDV America ante la *SEC* para los años 1992–9, se manifiesta que los contratos de suministro para las refinerías de Lake Charles, Corpus Christi y Paulsboro se enmendaron con el fin de reducir el precio que tendrían que pagar por sus suministros, para compensarlas por las erogaciones que tendrían que hacer durante este período en cumplimiento de las disposiciones del Clean Air Act Amendment de 1990. Para la refinería de Corpus Christi, los ajustes se tradujeron en una reducción de 86 centavos en el precio de cada barril, mientras que para las de Lake Charles y Paulsboro la reducción fue de 59 centavos por barril. Estos descuentos totalizaban aproximadamente 70 millones de dólares por año, y tendrían que haber expirado en 1996. Sin embargo, en el tercer trimestre de 1995, PDVSA y Citgo acordaron extender la vigencia de estas enmiendas hasta finales de 1999.

En sus reportes anuales ante la *SEC* para los años 1999–2002, PDVSA Finance publicó detalles acerca de los volúmenes de crudo que PDVSA facturó a clientes afiliados y no afiliados en Estados Unidos y Canadá, por tipo de crudo (ligero o pesado). Los precios de transferencia unitarios para las filiales (especialmente Lyondell–Citgo) fueron inferiores a los precios de mercado que pagaron los clientes no afiliados de PDVSA para ambos tipos de crudo (Cuadro C3).

En segundo lugar, están los documentos informativos que PDVSA y/o sus filiales han puesto a la consideración de inversionistas institucionales en mercados internacionales de capital, con el fin de conseguir acceso para sus emisiones de deuda en dichos mercados. Por ejemplo, en el memorando de oferta para una emisión (abortada) de 650 MMUS\$ de deuda de la filial Hovensa en el año 1999, se indica que la fórmula de precios para el crudo Merey a suministrarse a Hovensa está “indexada al precio de mercado del crudo Maya entregado en St. Croix, ajustado por calidad y factores comerciales, menos una *subvención de competitividad fija* de 0,20 US\$ por barril”. Del mismo modo, el precio para el crudo Mesa a suministrarse a Hovensa está “determinado por los precios de los crudos Árabe Pesado y Forcados, ajustados por los costos de fletes y el diferencial de calidad entre el diesel de bajo azufre y el diesel de alto azufre, menos una *subvención de competitividad fija* de 0,23 US\$ por barril”.

Finalmente, están los documentos que PDVSA y/o sus filiales han puesto en el dominio público a raíz de demandas en las cortes en Estados Unidos. Por ejemplo, en la demanda por incumplimiento de contrato que Lyondell–Citgo entabló contra PDVSA Petróleo y Gas (interpuesta en febrero de 2002) se hace referencia a que la segunda aún adeuda a la pri-

mera cuando menos 90 MMUS\$ por concepto de la indemnización contractual requerida por incrementos en costos de adquisición de crudo asociados a entregas de volúmenes venezolanos que fueron menores a las estipuladas en el contrato de suministro. Lyondell–Citgo testificó que sus derechos contractuales contemplaban el recobro de “una suma acordada... por cada barril no entregado... de aproximadamente 3–4 US\$ por barril”. Por otro lado, en una demanda que Citgo interpuso en 2002 contra uno de los distribuidores de gasolina de Uno–Ven (Armada Oil and Gas), un alto funcionario de la compañía testificó que “desde su inicio, la sociedad entre Unocal y PDVSA había sido tirante ... porque el contrato de suministro de crudo que PDVSA había aportado a la sociedad contenía una previsión de margen fijo que resultaba en que PDVSA suministrara a Uno–Ven con crudo a un precio sustancialmente menor a los precios prevalecientes en el mercado”.

CUADRO C3: PDVSA FINANCE. REPORTE DE PRECIOS DE FACTURACIÓN PARA CLIENTES DESIGNADOS, 1999–2002

Crudos ligeros y medianos	1999	2000	2001	2002
<i>Cliente</i>				
Citgo	16.58	27.76	20.53	23.98
Lyondell–Citgo	5.24	20.40	--	--
PDV Midwest	15.75	27.25	22.44	
Hovensa	19.76	30.42	23.22	24.46
Promedio ponderado clientes afiliados	17.52	28.81	22.72	24.39
Promedio ponderado clientes no afiliados	16.90	28.47	22.85	24.20
Crudos pesados y extrapesados	1999	2000	2001	2002
<i>Cliente</i>				
Citgo	12.56	23.51	18.03	19.84
Lyondell–Citgo	11.12	21.84	16.44	15.70
PDV Midwest	--	--	--	36.20
Hovensa	--	25.90	20.86	21.71
Promedio ponderado clientes afiliados	12.03	23.42	17.65	18.42
Promedio ponderado clientes no afiliados	14.45	23.53	17.13	20.54

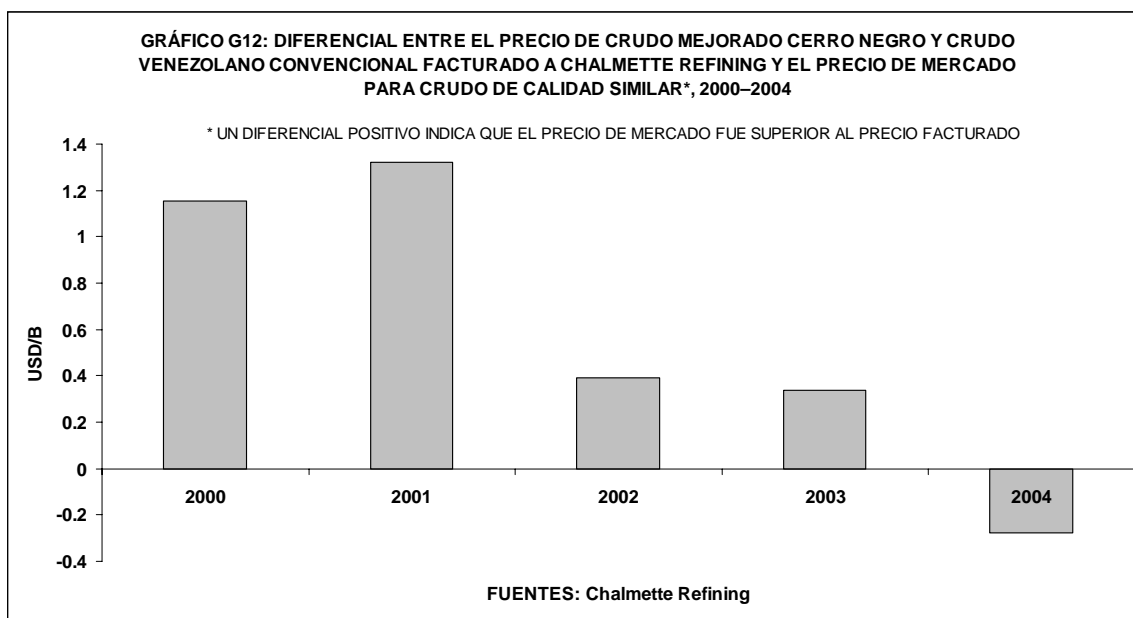
FUENTE: PDVSA Finance 20–F

Los documentos citados no dejan lugar a duda de que el suministro de crudo a las filiales internacionales de PDVSA se ha llevado a cabo a precios que, en el tiempo y en promedio, han sido significativamente menores a los precios de mercado para crudos de calidad similar. Estos descuentos distorsionan la percepción de la rentabilidad de los negocios internacionales de PDVSA, ya que dichos descuentos han sido responsables de una buena parte de las “ganancias” que las filiales de PDVSA en el exterior han registrado desde 1983.

A continuación se presenta un resumen detallado del comportamiento de los precios de facturación, en comparación con los precios de mercado relevantes, para las principales filiales de PDVSA en el exterior.

Chalmette Refining

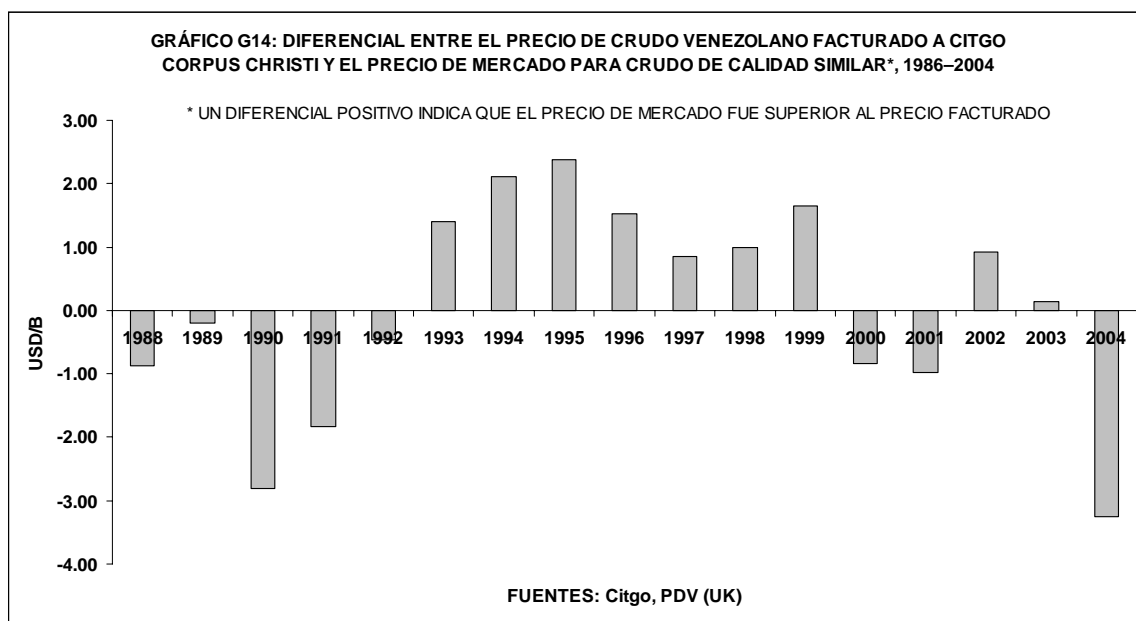
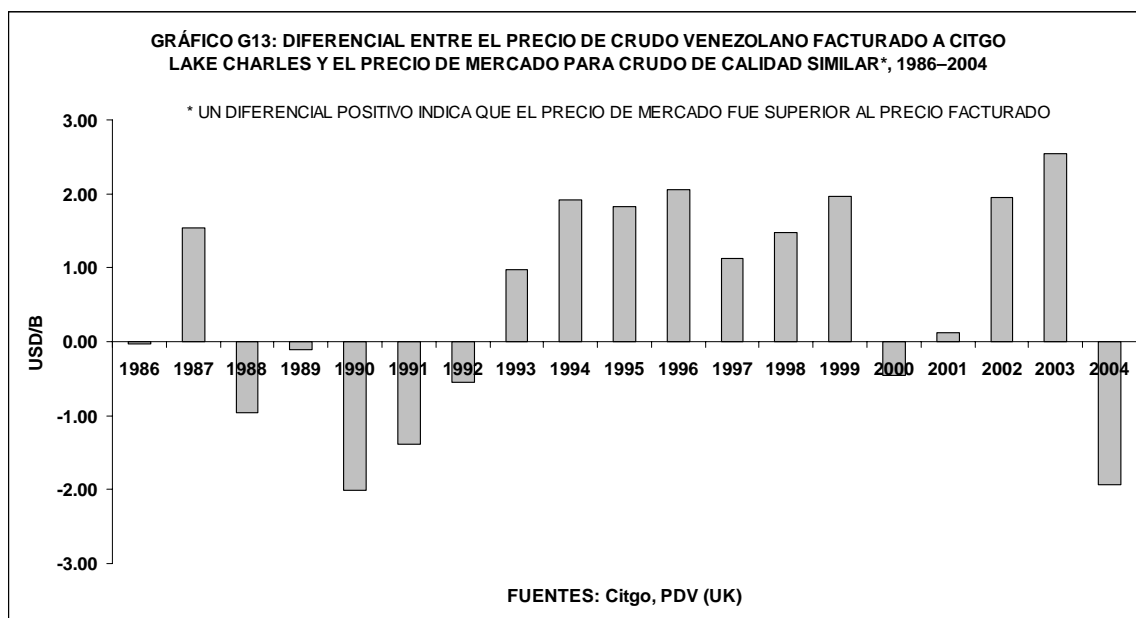
Los precios de facturación para los embarques de crudo mejorado (o mezclas de producción temprana) Cerro Negro con destino a Chalmette se calculan mediante una fórmula de transferencia referenciada al crudo Maya y a una canasta de productos en la zona de la costa del Golfo de Estados Unidos. El envío de crudo mejorado a Chalmette está amparado por un acuerdo (*Chalmette Offtake Agreement*) entre ExxonMobil, PDVSA y Chalmette Refining, el cual contempla un volumen de suministro de entre 60 y 80 MBD de crudo mejorado durante el tiempo que dure la asociación Cerro Negro (35 años a partir de 2000). El Gráfico G12 muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo mejorado y de producción temprana enviado a Chalmette y el precio de mercado para crudos de calidad comparable en la Costa del Golfo de Estados Unidos, colocados en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*). Hay que apuntar que, debido a las peculiaridades de este crudo, los precios que se han obtenido en las ocasiones en que se ha vendido bajo condiciones *spot* han sido muy inferiores a su precio de equilibrio en condiciones contractuales con un refinador equipado para procesarlo como componente principal de su dieta.



Citgo

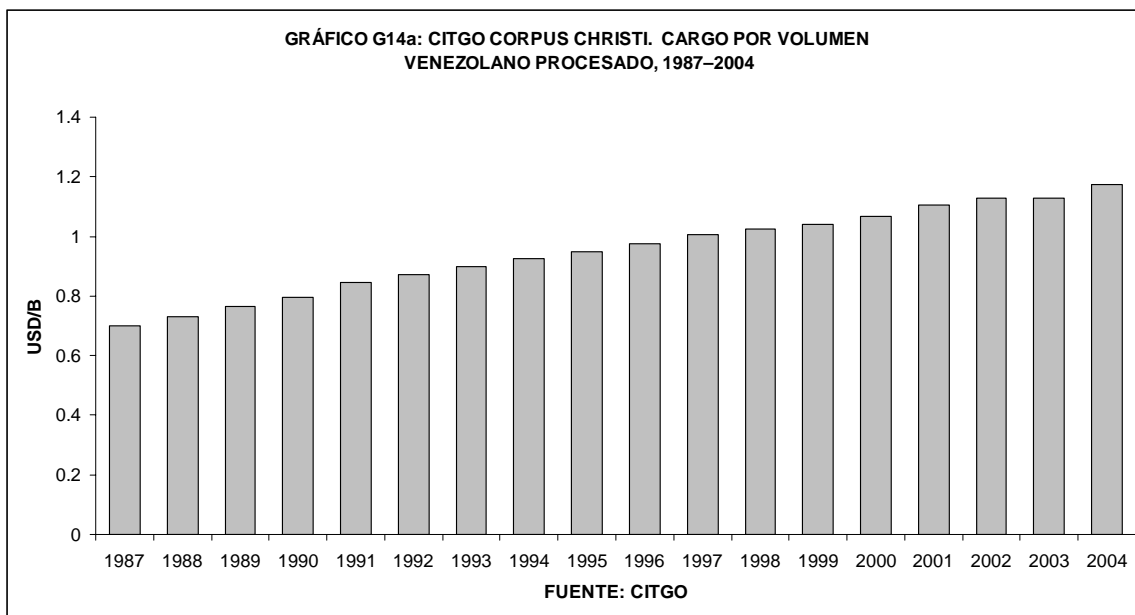
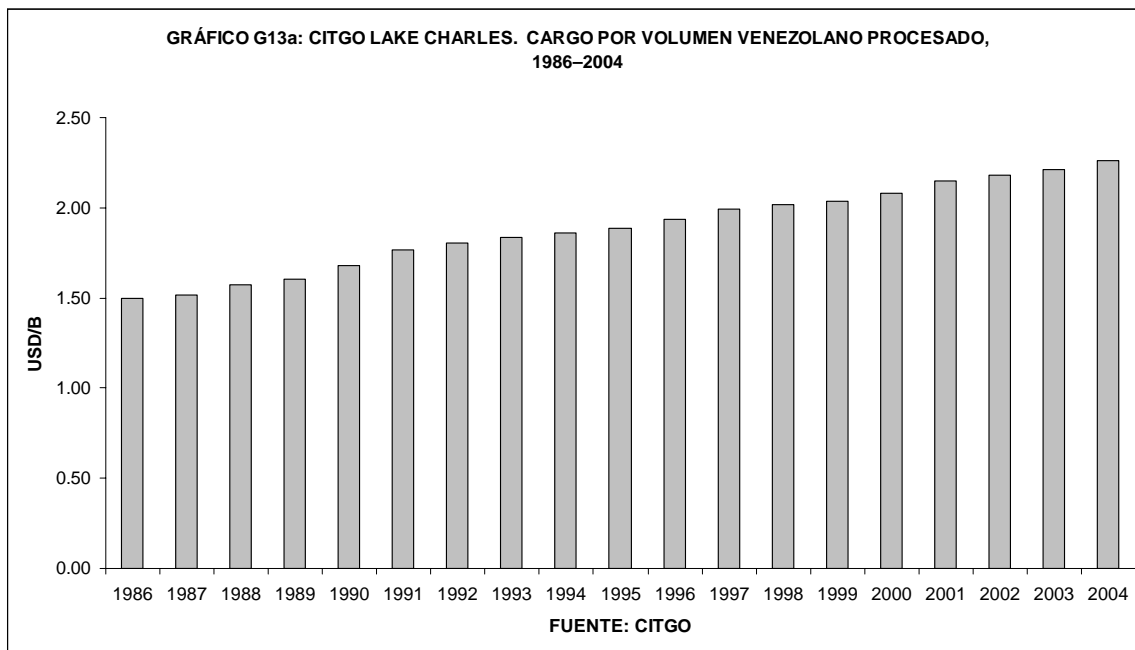
Los precios de facturación para los embarques destinados a la refinarias de Citgo en Lake Charles y Corpus Christi se calculan mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), en una configuración de refinación representativa para el mercado de la costa del Golfo de Estados Unidos. Al valor del barril resultante obtenido se le restan diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, im-

puestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen (“*volume charge*”). El monto de este cargo varía de acuerdo al crudo de que se trate.



Como consecuencia de estos cargos por volumen, desde 1986 se ha registrado una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Citgo, por un lado, y el precio de mercado para canastas de crudos de calidad comparable, por el otro. Los Gráficos G13 y G14 muestran una comparación entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo enviado a Lake Charles y Corpus Christi y el precio de mercado para crudos de calidad comparable en la Costa

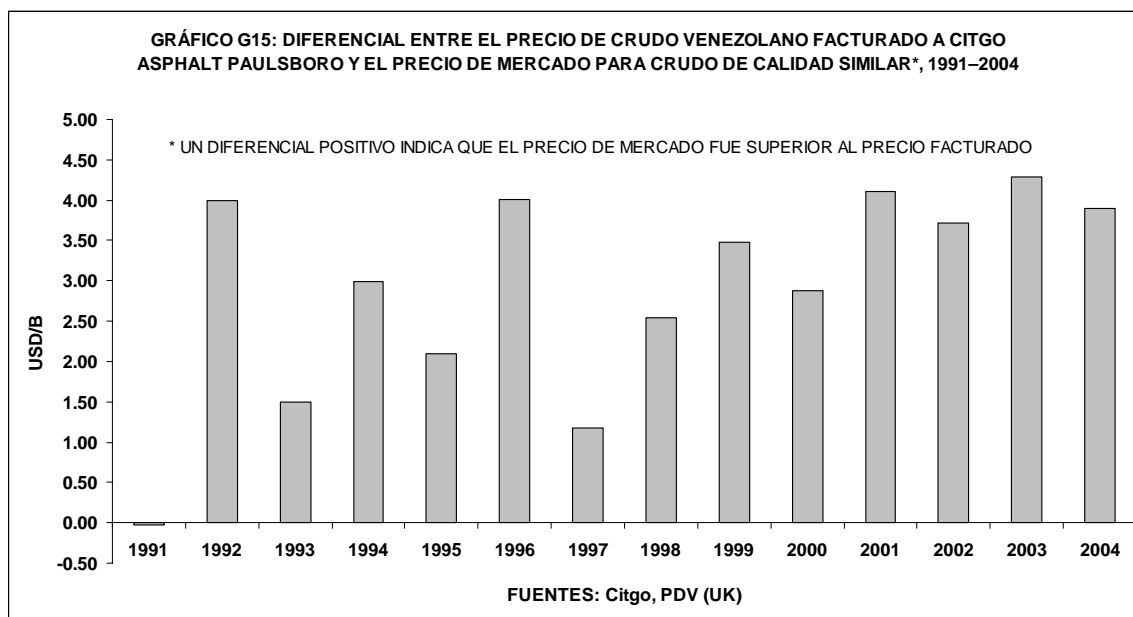
del Golfo de Estados Unidos, colocados en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*). El contrato de suministro de 20 años para la refinería de Lake Charles expirará en 2006, y el de la refinería de Corpus Christi expirará en 2012. Los Gráficos G13a y G14a muestran la evolución de los cargos por volumen para las refinerías de Lake Charles y Corpus Christi. En la actualidad, el cargo por volumen de Lake Charles es de 2,32 US\$/B, mientras que el cargo por volumen de Corpus Christi es de 1,211 US\$/B.

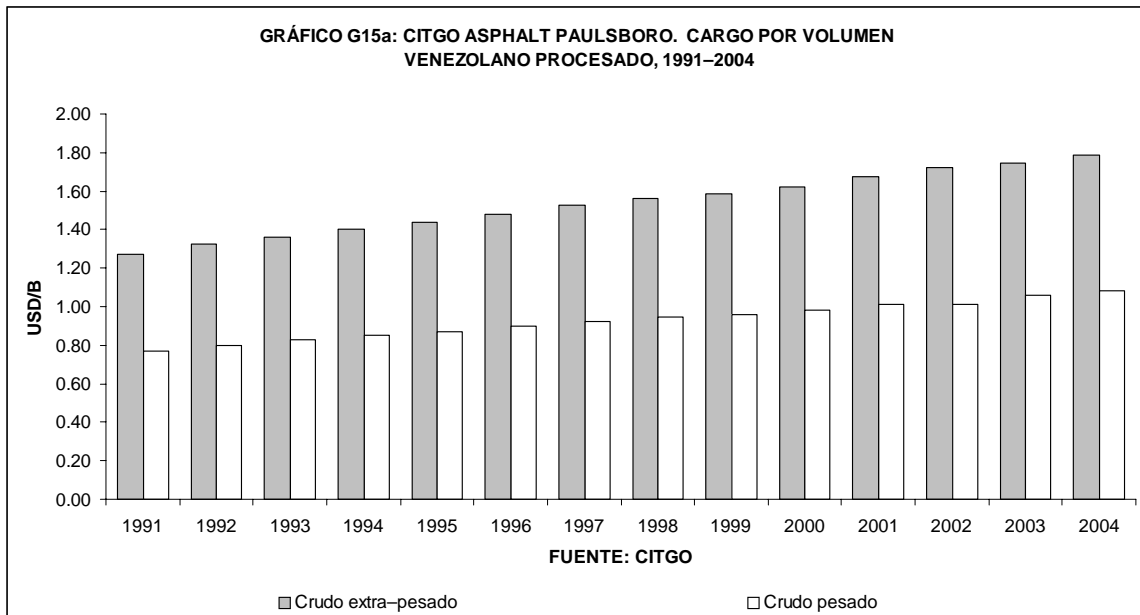
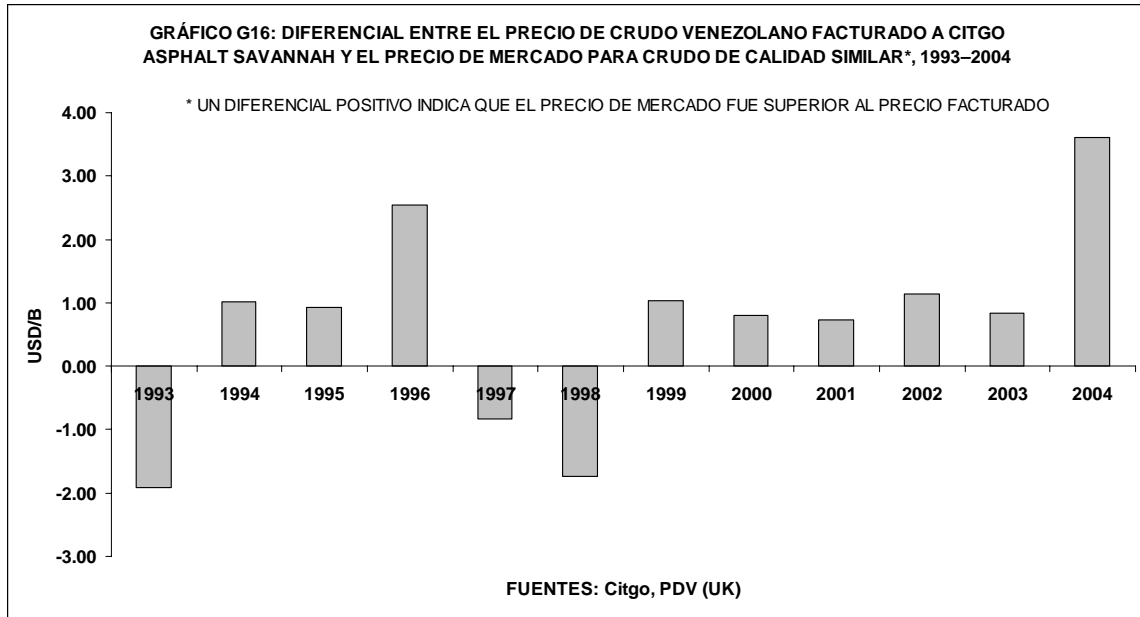


Citgo Asphalt

Los precios de facturación para los embarques de Citgo Asphalt se calculan mediante fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), y de los *postings* de asfalto en mercados relevantes (la zona de Nueva Jersey/Philadelphia para la refinería de Paulsboro, y los estados del sur del Litoral Atlántico de Estados Unidos – Florida, Georgia – para la refinería de Savannah). Al valor del barril resultante obtenido se le restan diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, impuestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen (“*volume charge*”). El monto de este cargo varía de acuerdo al crudo de que se trate.

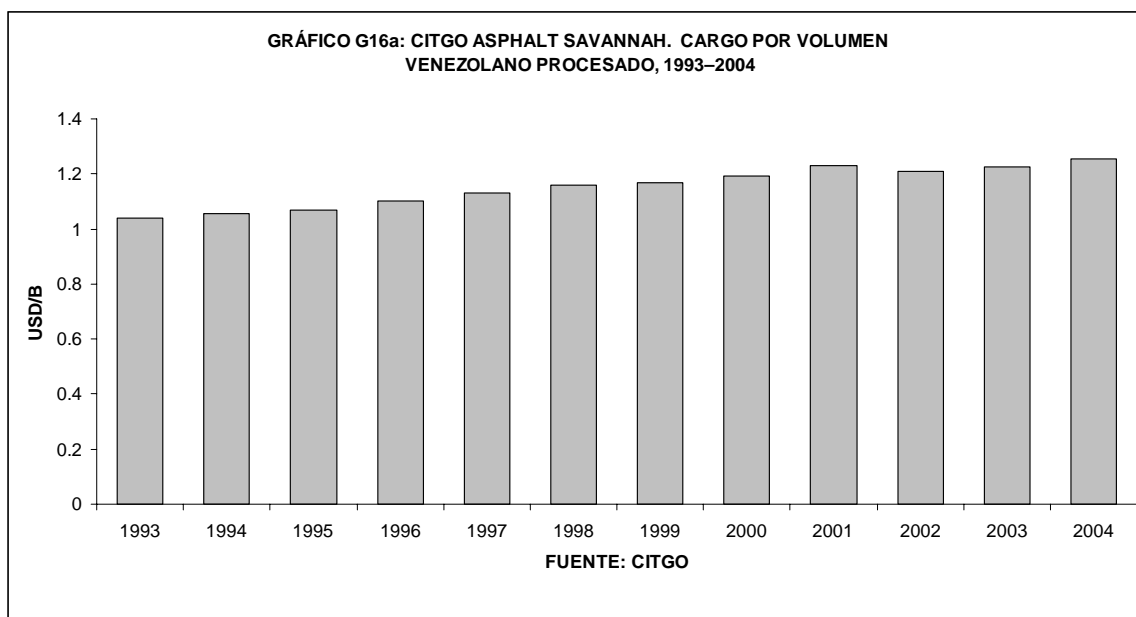
Como consecuencia de estos cargos, desde 1991 se ha registrado una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Citgo Asphalt, por un lado, y el precio de mercado para crudos extra-pesados de calidad comparable, por el otro. Los Gráficos G15 y G16 muestran una comparación entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo enviado a Paulsboro y Savannah, y el precio de mercado para crudos de calidad comparable. El contrato de suministro de 20 años para la refinería de Paulsboro expirará en 2010, y el de la refinería de Savannah expirará en 2013. Los Gráficos G15a y G16a muestran la evolución de los cargos por volumen para las refinerías de Paulsboro y Savannah. En la actualidad, los cargos por volumen de Paulsboro son de 1,84 US\$/B para crudo extra-pesado y 1,11 US\$/B para crudo pesado, mientras que el cargo por volumen de Savannah es de 1,29 US\$/B.





Hovensa

Los precios de los embarques de crudo ligero (Mesa) y pesado (Merrey) enviados a Hovensa se calculan mediante fórmulas referenciadas a los crudos Árabe Pesado y Forcados (para el Mesa), y Maya (para el Merrey), entregados en las Islas Vírgenes Americanas. Dichas fórmulas incorporan un descuento fijo al cual se le da el nombre “subvención de competitividad”, pero en cambio no incorporan precios de productos ni márgenes garantizados (cargos por volumen).



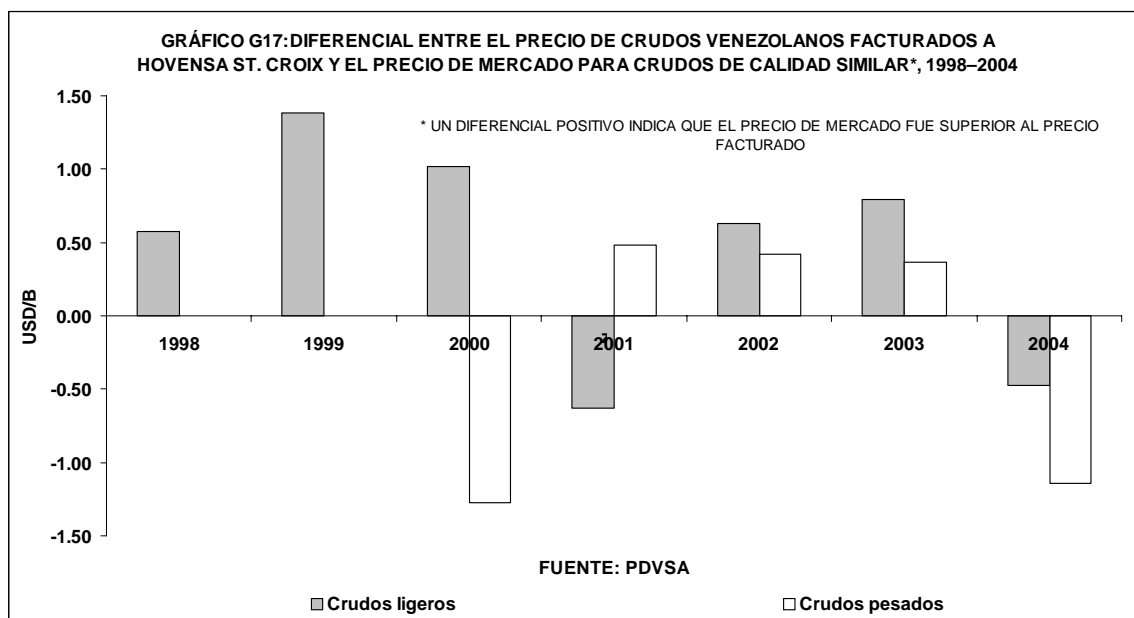
El caso de Hovensa parece único en los anales de la internacionalización porque, casi desde el momento en que comenzaron los envíos de crudo a esta refinería, el precio de facturación de estos volúmenes superó los precios obtenidos en operaciones con terceros para crudos similares, e inclusive los precios de crudos marcadores comercializados en el área de influencia de esta refinería. Sin embargo, esta comparación directa es engañosa, porque las ventas a Hovensa se llevan a cabo bajo el Incoterm “ex-tank” (es decir, el traspaso de propiedad solamente tiene lugar cuando el crudo pasa la manga de un tanque de almacenamiento dentro de la refinería). El precio “ex-tank” de Hovensa refleja el costo de transporte del crudo de Venezuela a las Islas Vírgenes Americanas (aunque la mayoría de este costo, como se explica más adelante, termina repercutiendo sobre el fisco venezolano) y Hovensa cobra a PDVSA un precio de mercado por el arrendamiento de los tanques. Sin embargo, el precio “ex-tank” no refleja el costo del capital de trabajo que PDVSA tiene que mantener ocioso en St. Croix, en la forma de considerables existencias de crudo en los tanques (los niveles mínimos de inventarios estipulados en el contrato son de 1,3 MMB de crudo ligero y 1,5 MMB de crudo pesado). Para reflejar adecuadamente este costo, los precios facturados a Hovensa se tendrían que ajustar hacia abajo en cuando menos 0,30–0,50 US\$/B.

El Gráfico G17 muestra comparaciones entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo pesado y ligero enviado a Hovensa, respectivamente, y el precio de mercado para crudos de calidad comparable, FOB Saint Croix. El contrato de suministro de crudo Mesa (10 años de duración) para Hovensa expirará en 2008, y el de crudo Merey (20 años de duración) expirará en 2022.

Lyondell–Citgo

Los precios de facturación para los embarques destinados a la refinería de Lyondell–Citgo en Houston se calculan mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo

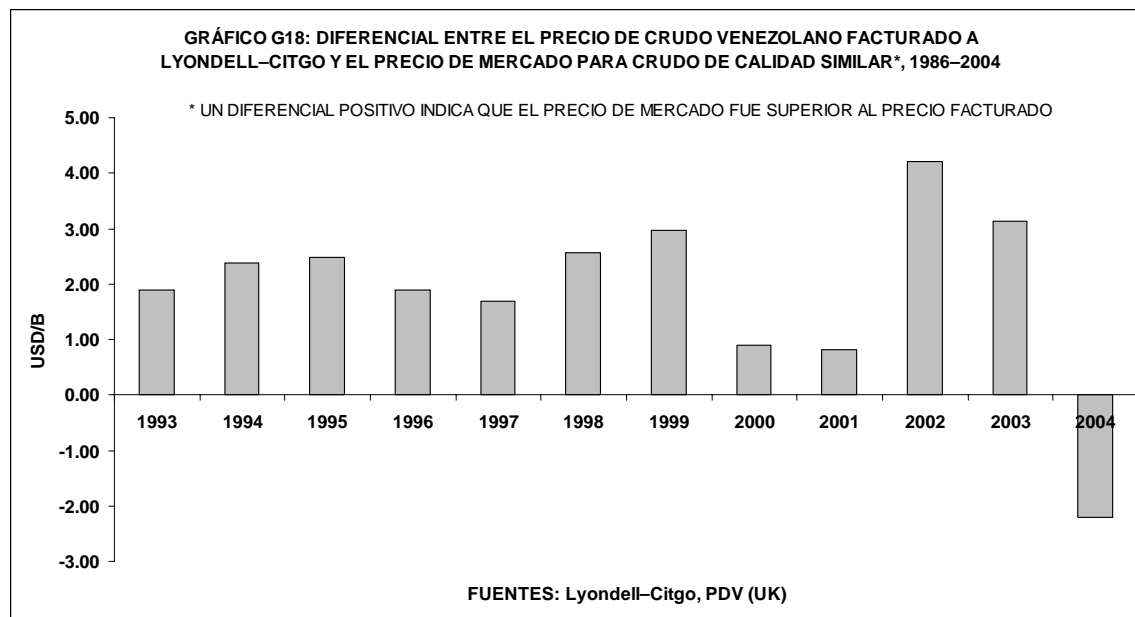
a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), en una configuración de refinación representativa para el mercado de la costa del Golfo de Estados Unidos. Al valor del barril resultante obtenido se le restan diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, impuestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen (“*volume charge*”). El monto de este cargo varía de acuerdo al crudo de que se trate. En la actualidad, el cargo por volumen de la refinería de Houston ronda los 3,50 US\$/B (casi 1 US\$/B por encima del cargo aplicable a los volúmenes de Citgo Lake Charles).



Principalmente como consecuencia del muy elevado cargo por volumen, desde 1993 se ha registrado una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Lyondell–Citgo, por un lado, y el precio de mercado para canastas de crudos de calidad comparable en la Costa del Golfo de Estados Unidos, vendidas en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*), por el otro, como se muestra en el Gráfico G18. El contrato de suministro de 25 años para la refinería de Houston expirará en 2017.

El contrato de suministro de crudo para Lyondell–Citgo ha sido el más oneroso de cuantos tiene PDVSA con sus filiales en el exterior. El principal beneficiario de los descuentos en los suministros venezolanos a la refinería de Houston ha sido Lyondell Chemical, cuya participación accionaria en Lyondell–Citgo es del 57,9 por ciento. En el Cuadro C4 se muestran los montos anuales totales asociados a los descuentos de Lyondell–Citgo, y la parte de los mismos que correspondería a Lyondell Chemical. Asimismo, se presentan las distribuciones anuales que Lyondell Chemical ha recibido de Lyondell–Citgo desde 1997 (año en el cual se completó la reconfiguración de la refinería de Houston). Como se puede apreciar, existe una correspondencia indudable entre estas distribuciones, por un lado, y el

valor de los descuentos asignable a Lyondell Chemical, por el otro. Esto quiere decir que, gracias a los descuentos en el precio del crudo venezolano, hubo una transferencia directa de recursos de parte del fisco venezolano a los accionistas de Lyondell Chemical.



CUADRO C4: LYONDELL-CITGO REFINING (LCRC). INDICADORES ECONÓMICOS CLAVE, 1997-2004

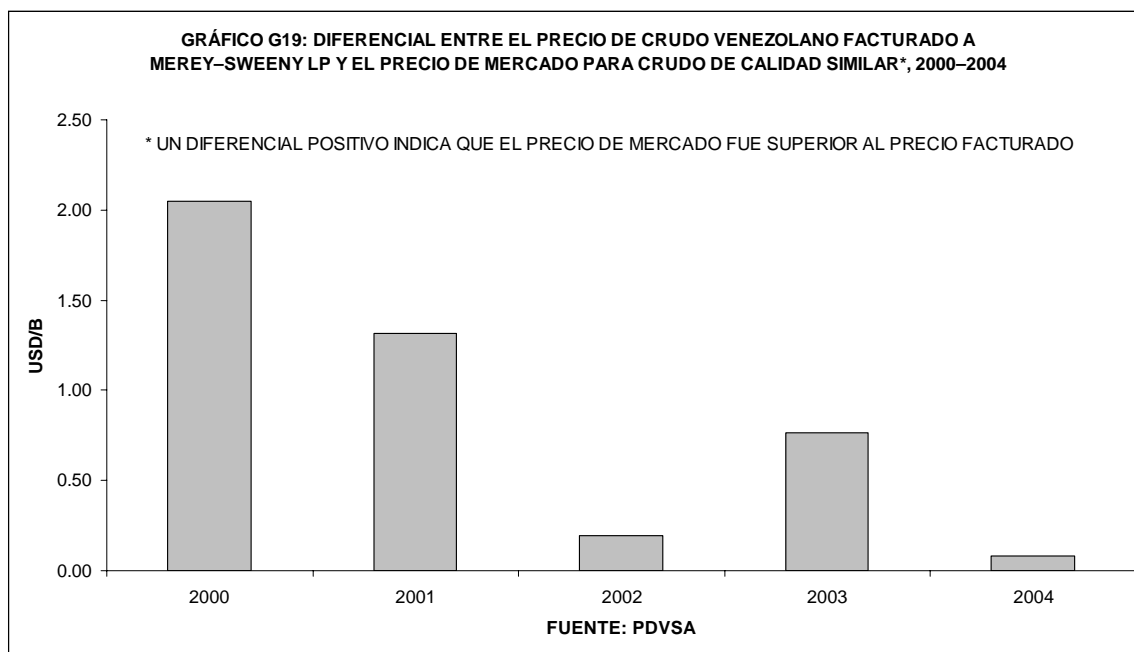
Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Descuento en precio (USD/B)	1.68	2.56	2.96	0.89	0.82	4.21	3.12	-2.21
Monto total del descuento (MMUSD)	378	568	521	184	188	868	717	-522
Parte correspondiente a Lyondell (MMUSD)	219	329	302	107	109	502	415	-302
Neto de impuestos (MMUSD)	145	217	199	70	72	332	274	NA
Distribuciones de LCRC a Lyondell MMUSD)	147	130	101	144	165	126	253	303

FUENTES: Lyondell, PDVSA

Merey-Sweeny

Los precios de los embarques de crudo pesado (Merey y, a opción de Conoco-Phillips, crudo mejorado proveniente del proyecto Hamaca en la faja del Orinoco hasta por un 20 por ciento del volumen contractual) enviados a la refinería de Sweeny se calculan mediante una fórmula referenciada al crudo Maya. Esta fórmula incorpora un descuento fijo de 0,50 US\$/B, modificable anualmente mediante acuerdo entre las partes, pero no incorpora pre-

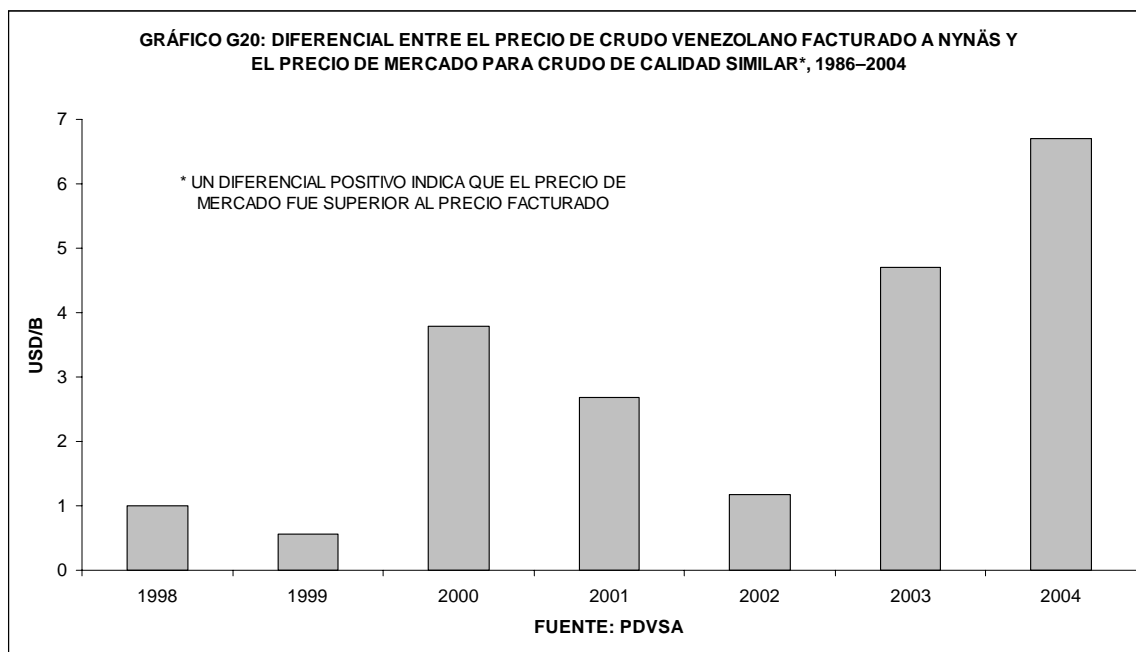
cios de productos. Debido a compromisos contractuales, los suministros a la refinería de Sweeny tienen que ser sometidos a un proceso de desalado previo en una de las torres atmosféricas de la refinería de Puerto La Cruz. Sin embargo, el precio de facturación de estos volúmenes no refleja los costos adicionales que esta operación supone (0,10 US\$/B). El Gráfico G19 muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante esta fórmula y el precio de mercado para un crudo de calidad comparable en la Costa del Golfo de Estados Unidos, vendido en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*). El contrato de suministro de 165 MBD de crudo Merey por 20 años para la refinería de Sweeny expirará en 2021.



Nynäs

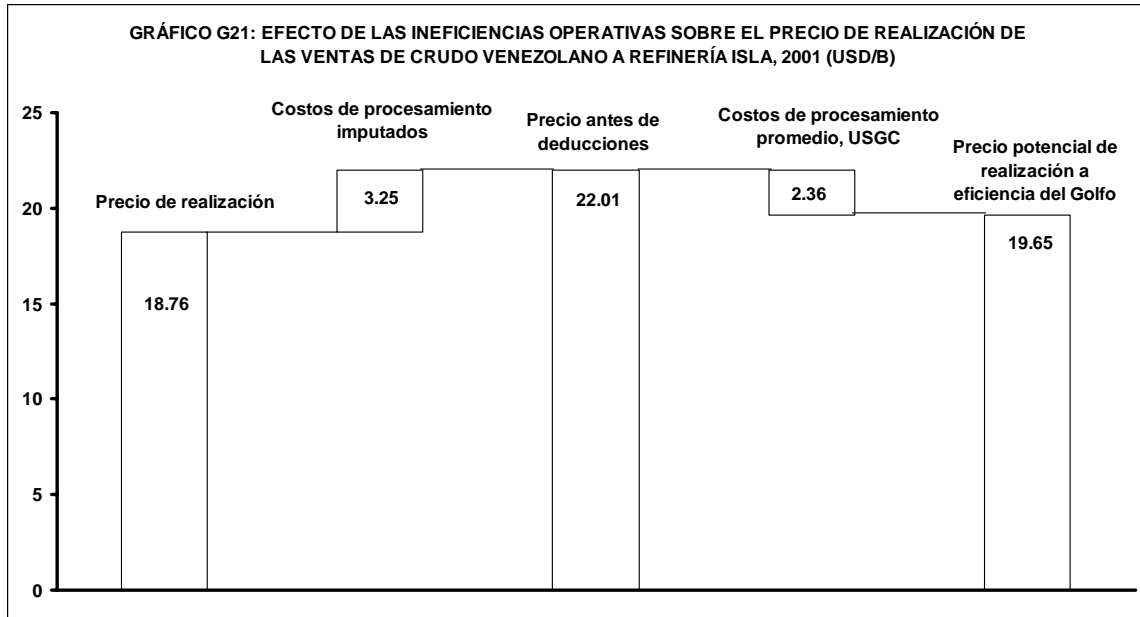
Los precios de facturación para los embarques de Nynäs tradicionalmente se calculan mediante fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado para el asfalto en las zonas geográficas relevantes para cada refinería. El Gráfico G20 muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los precios facturados a Nynäs desde 1998 y el precio de mercado para una canasta de crudo de calidad comparable, colocada en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*) en la región de Amsterdam/Rotterdam/Amberes. La aparente desventaja en los precios facturados a Nynäs obedece en buena medida al elevado costo incremental de transportar crudo a través de los estrechos daneses hasta Suecia. Al contrario de lo que sucede con la mayoría de las filiales de PDVSA, la diferencia entre los precios de facturación a Nynäs y los precios de mercado abierto en Rotterdam crece cuando los márgenes de refinación para combustibles se vuelven más atractivos. Por lo mismo, en una coyuntura en la cual márgenes de refinación excepcionales han invertido la tradicional relación entre precios de mercado y precios facturados para filiales como Citgo

y Lyondell–Citgo, los suministros a Nynäs son los que conllevan el mayor costo de oportunidad para PDVSA.

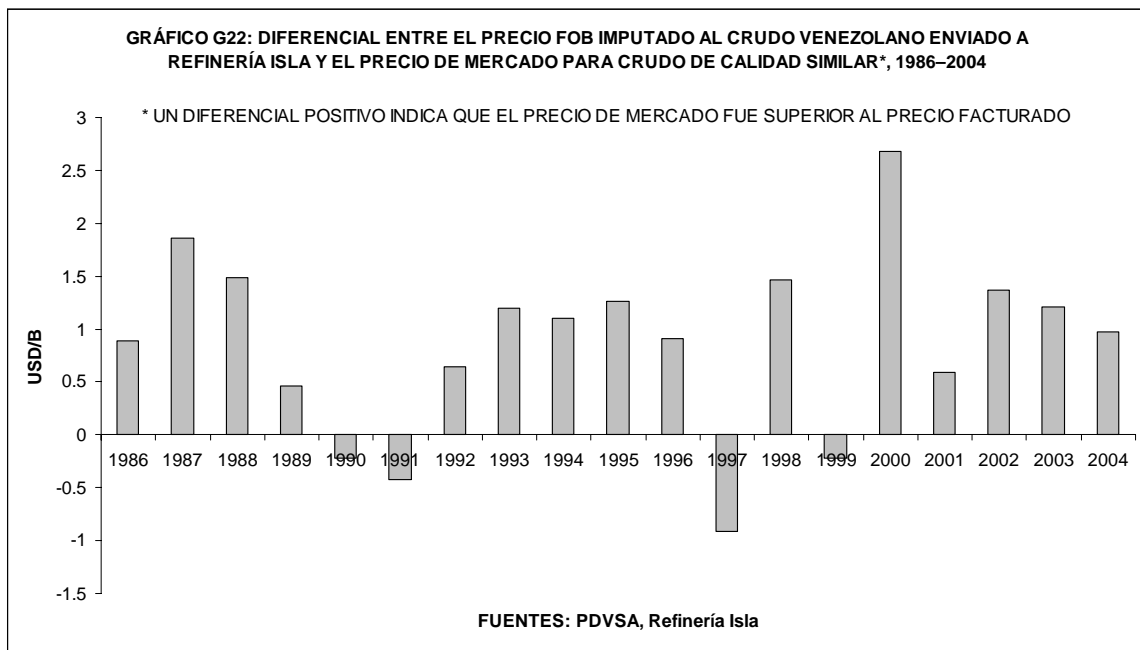


Refinería Isla

PDVSA determina los precios de los envíos a Refinería Isla con un método de ajustes contables ex-post. El primer paso de este proceso consiste en sumar los ingresos reales por concepto de ventas de productos provenientes de estas refinerías, por un lado, y los costos totales asociados a la manufactura de estos productos (procesamiento, almacenamiento, mantenimiento, seguros, fletes, administración, comercialización, financiamiento y demás), por el otro. El monto resultante se divide entonces entre el volumen de crudo enviado a la refinería, y éste es el precio unitario que se imputa a los suministros de crudo. De esta manera, el ingreso neto antes de impuestos de la refinería siempre es igual a cero. Este mecanismo sirve para imputar al crudo venezolano enviado a esta refinería costos asociados a actividades – transporte, almacenamiento – que se realizaron fuera de Venezuela. Además, también permite que cualquier ineficiencia en la operación de la refinería se cargue contra el precio del crudo. Por ejemplo, en el Gráfico G21 se muestra el precio realizado (FOB Venezuela) de los barriles enviados a Refinería Isla en el año 2001, los costos de procesamiento asociados a estos envíos, y el precio al cual se podrían haber facturado si la eficiencia de las operaciones de la planta curazoleña hubiese sido comparable a la de una refinería promedio localizada en la costa del Golfo de los Estados Unidos.



El Gráfico G22, por otro lado, muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los precios imputados a los suministros de Refinería Isla y el precio de mercado para una canasta de crudos de calidad comparable, entregada en Curazao (hasta 1997 los estimados de precio utilizados son de PDVSA; a partir de 1998 se utilizan precios calculados por el Ministerio de Energía y Petróleo). PDVSA no suministra crudo bajo contrato a Refinería Isla, pero los términos del contrato de arrendamiento de la planta la obligan a operar hasta 2019.



Ruhr Oel

Ruhr Oel opera como una compañía sin fines de lucro que procesa crudo por cuenta de sus dos dueños, PDVSA y Deutsche BP (antes Veba Oel). Este arreglo significa que los dueños de Ruhr Oel nunca transfieren a ésta título de propiedad sobre el crudo que envían a proceso. PDVSA no tiene un contrato de suministro como tal con Ruhr Oel. Mientras perdure la sociedad, PDVSA simplemente está obligada a suministrar a las refinerías de Ruhr Oel con la mitad de sus requerimientos de crudo, sin importar la procedencia del mismo. El convenio de asociación original suscrito por PDVSA y Veba Oel estipulaba que la duración mínima de la sociedad sería de 20 años. Este plazo se cumplió en 2003. A partir de entonces, cualquiera de los dos socios puede dar por terminada la sociedad mediante una notificación de 2 años de plazo.

La determinación de los precios del crudo venezolano enviado a las refinerías de Ruhr Oel se hace a través de un mecanismo de enorme complejidad y mínima transparencia. Por una parte, tanto a los volúmenes venezolanos como a los de otras procedencias se les asigna un valor para el *pool* de crudos de Ruhr Oel, el cual se calcula de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo, en condiciones típicas de operación, en una configuración de refinación representativa para la zona Amsterdam–Rotterdam–Amberes (ARA). Por otra parte, el operador de Ruhr Oel (Deutsche BP) reporta los ingresos brutos reales generados por las ventas de productos petrolíferos provenientes de cada crudo en el *pool*, y resta de estos ingresos los costos totales de manufactura y distribución (costos de procesamiento, almacenamiento, mantenimiento, seguros, fletes, administración, comercialización, financiamiento y demás). El valor resultante de esta última operación procede a sustraerse del valor del *pool* para el crudo de que se trate, para así obtener el margen bruto de proceso (confusamente designado como el *netback* de Ruhr Oel). Este *netback* se acredita entonces a los dueños del crudo que procesó Ruhr Oel, lo cual permite que el ingreso neto antes de impuestos de ésta última siempre sea igual a cero.

Desde 1983 a la fecha, el dueño legal del crudo procesado en Ruhr Oel por cuenta de PDVSA es una filial de comercialización llamada PDVSA Marketing International (PMI), domiciliada en Panamá. En teoría, el precio FOB de los volúmenes de crudo venezolano enviado a proceso por PMI debería haberse derivado de restar los costos de transporte marítimo de Venezuela a Alemania al *netback* generado por estos crudos. Sin embargo, la realidad ha sido muy distinta, debido a la decisión de PMI de siempre facturar exactamente al costo a PDVSA por todo el crudo de procedencia no venezolana procesado por cuenta de ésta en Ruhr Oel, repercutiendo cualquier diferencia entre el *netback* y el valor del *pool* de estos crudos extranjeros sobre el precio de los volúmenes *venezolanos* enviados a Ruhr Oel.

Gracias a esta práctica, a lo largo de los años ha sido posible imputar al crudo venezolano enviado a las refinerías de Ruhr Oel toda suerte de costos asociados no solamente a actividades que se realizaron fuera de Venezuela, sino que involucraban crudos no venezolanos. Es decir, este mecanismo ha servido para importar costos directamente a Venezuela, con lo cual PDVSA ha podido reducir sus ingresos gravables (tanto para efectos del pago de rega-

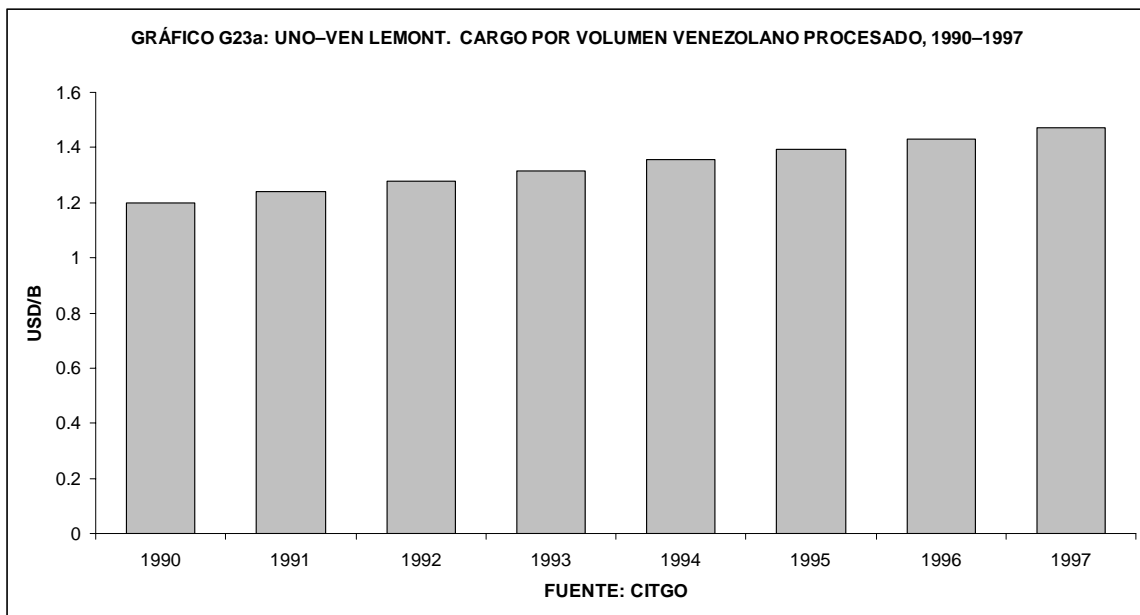
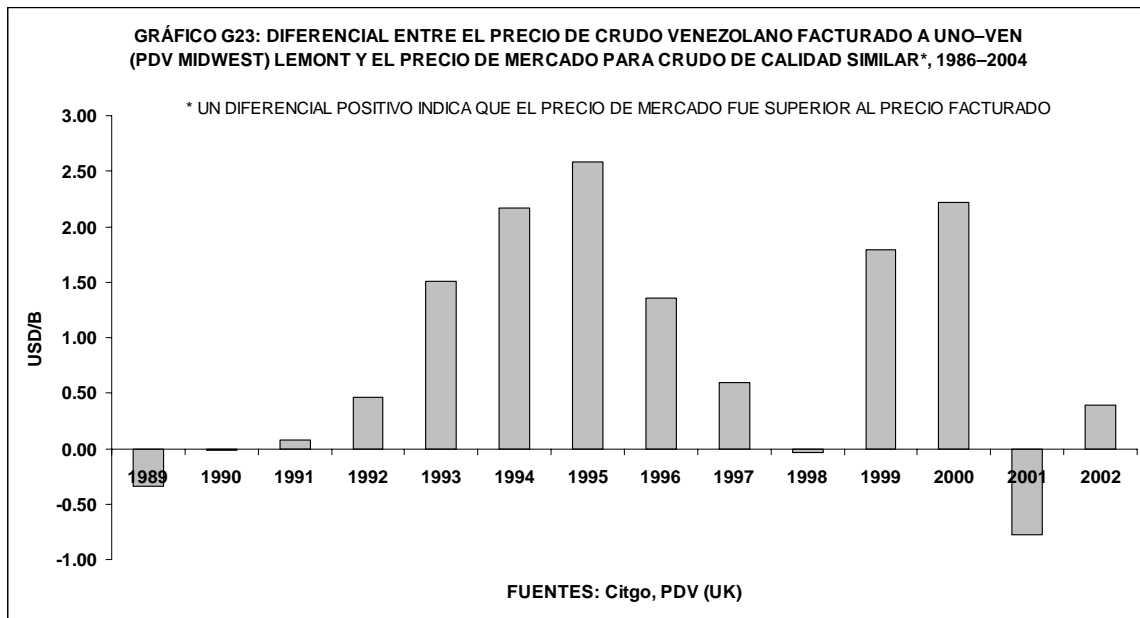
lía como del impuesto sobre la renta) sin siquiera tener que deducirlos en una declaración de impuestos.

Como es de esperarse, esta práctica también ha dado lugar a serias distorsiones en el precio FOB imputado al crudo venezolano, sobre todo a partir del momento en que comenzó a reducirse el volumen venezolano enviado a proceso (ya que los costos o ingresos asociados al proceso de crudos extranjeros se tenían que distribuir sobre un número cada vez menor de barriles venezolanos). En 1993, un año particularmente pobre para la industria de la refinación en Alemania, el *netback* en Ruhr Oel de los crudos no venezolanos fue significativamente inferior a su valor definido para el *pool*. Además, el volumen de crudo venezolano enviado a proceso se encontraba ya en franco declive (74 MBD a comparación un máximo de 136 MBD registrado en 1987). Por ello, cuando PMI repercutió las pérdidas asociadas al proceso de crudos no venezolanos sobre el precio del volumen venezolano procesado durante ese año, algunos de los cargamentos enviados a Ruhr Oel arrojaron valores de facturación negativos.

La corrección contable de estas distorsiones supuso un ajuste extraordinario por 429 MMUS\$ en los ingresos de PMI, cifra equivalente a 15,89 US\$ por cada barril de crudo venezolano procesado en Ruhr Oel ese año (¡considérese que el precio promedio de realización para las exportaciones de crudo venezolano ligero durante ese año fue de 12,11 US\$/B!). Las distorsiones que ha generado esta práctica a lo largo del tiempo son tan enormes que no tiene ningún caso comparar el precio facturado del crudo venezolano enviado a Ruhr Oel con el precio de una canasta de crudos de calidad comparable en el mercado europeo.

Uno–Ven

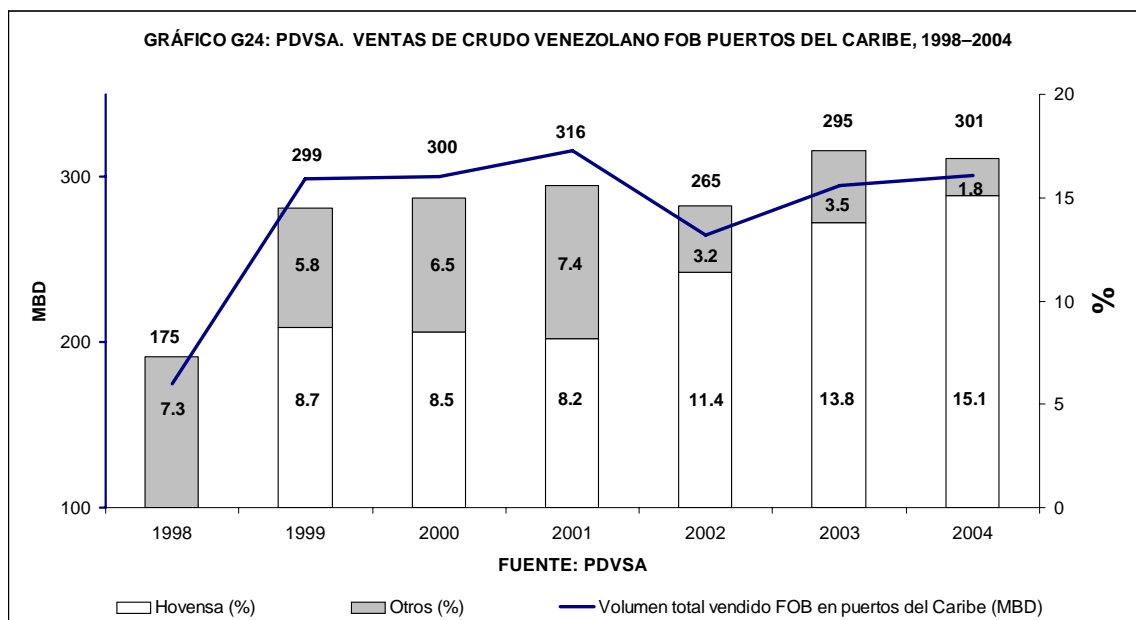
Hasta el momento en que PDVSA adquirió el 100 por ciento del paquete accionario de la refinería de Lemont (1997), los precios de facturación para los embarques destinados a esta planta solían calcularse mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), en una configuración de refinación representativa para el mercado de la Meseta Central de los Estados Unidos. Al valor del barril resultante obtenido se le restaban diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, impuestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen (“volume charge”). El monto de este cargo variaba de acuerdo al crudo de que se trataba. El cargo por volumen de la refinería de Lemont en 1997 – cuando PDVSA suspendió el contrato de suministro a largo plazo a raíz de su adquisición de la refinería – era de 1,47 US\$/B.



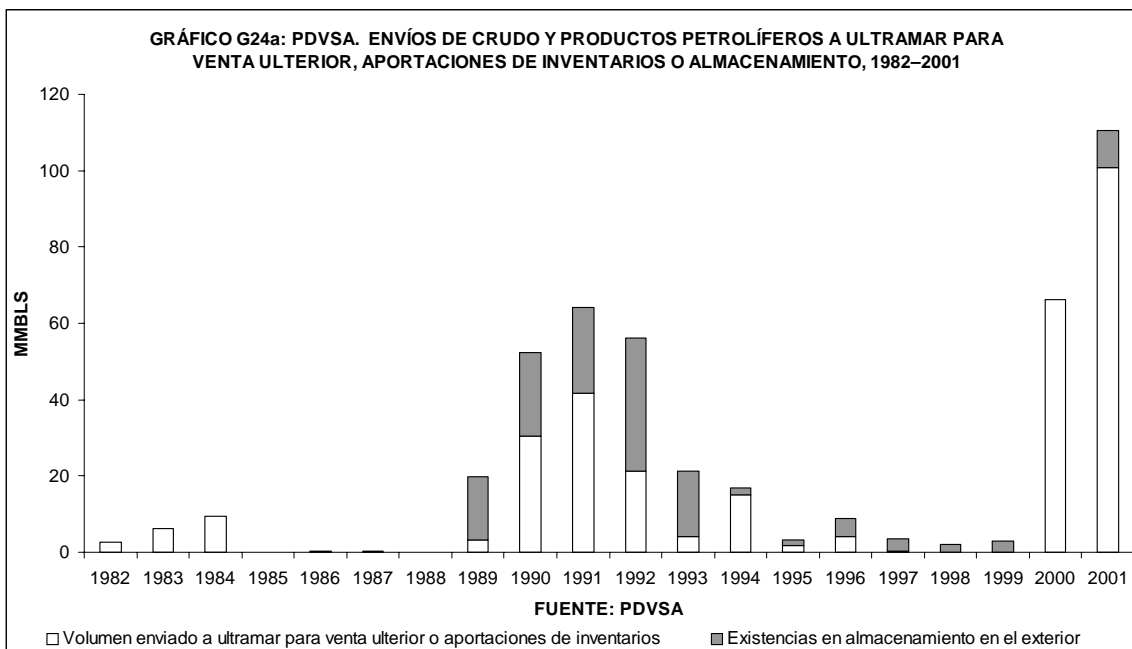
Como consecuencia, desde 1991 y hasta 1997, se registró una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Lemont, por un lado, y el precio de mercado para canastas de crudos de calidad comparable, por el otro. Dicha diferencia desapareció a partir de 1998, tras la rescisión del contrato de suministro a largo plazo de parte de PDVSA (de no haberse rescindido, el contrato hubiera expirado en 2010), como se puede ver en el Gráfico G23. Los volúmenes de crudo venezolano enviados a Lemont desde 1998 no han sido de consideración. El Gráfico G23a muestra la evolución del cargo por volumen para la refinería de Lemont.

Filiales de almacenamiento

PDVSA tradicionalmente ha utilizado las terminales caribeñas bajo su control (Borco en Bahamas, Bopec en Bonaire, Isla en Curazao, Point St. Pierre en Trinidad y Hovensa en St. Croix) como puntos de venta para un volumen significativo de crudo venezolano (Gráfico G24). Los precios de realización FOB del crudo venezolano en estas terminales no son sujetos de ningún ajuste para efectos fiscales, ya que desde un punto de vista legal, las primeras tres se consideran como parte del Sistema Nacional de Refinación, y las ventas desde la cuarta se realizan bajo el Incoterm “ex-tank”. Esto quiere decir que el costo de transportar crudo a todas estas localidades se puede deducir entonces para efectos del cálculo del impuesto sobre la renta en Venezuela, aunque el crudo ni siquiera haya sido transportado en buques con bandera venezolana, por ejemplo. Deducciones similares son posibles para los costos de almacenar el crudo para su venta ulterior (costos que deben ser de 0,50 US\$/B, cuando menos), no obstante que estas actividades se realizan fuera de Venezuela.



El precio de facturación del crudo vendido FOB en terminales caribeñas tampoco considera el costo del capital de trabajo que PDVSA mantiene ocioso en la forma de considerables existencias de crudo en tanques. Además, el pago de regalía para el crudo enviado a almacenamiento en el exterior solamente tiene lugar una vez que se ha concretado su venta. El pago de regalía e impuesto sobre la renta también se ha diferido para todos aquellos volúmenes de crudo que PDVSA envió a sus filiales de refinación como aportes a sus inventarios iniciales. El Gráfico G24a muestra la suma del volumen de crudo y productos petrolíferos que PDVSA ha mantenido en existencias en el exterior, por un lado, y los volúmenes que se han enviado ya sea para su venta ulterior o bien como aportaciones de inventarios para las refinerías que PDVSA ha adquirido.



Comentarios

El valor presente neto de los flujos que PDVSA ha dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de sus contratos de suministro con sus filiales constituye parte del costo de adquisición de las refinерías. Este costo de oportunidad asciende a 5,36 MMMUS\$ en términos nominales (7,046 MMMUS\$ en dólares de 2004) hasta finales de 2004 inclusive. Esto equivale a un costo de oportunidad unitario del orden de 0,78 US\$/B. Dicha cifra no incluye los costos de oportunidad asociados a las operaciones de las filiales de almacenamiento en el Caribe, o a las aportaciones para inventarios de filiales, debido a la falta de información. Tampoco incluye ningún estimado de las diferencias entre el precio de mercado del crudo suministrado a Ruhr Oel, y el precio facturado de dichos suministros (de 1983 a 2004), ni los costos de oportunidad de los suministros a Nynäs antes de 1998. En otras palabras, se trata de un estimado conservador. A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de los flujos que subyacen esta cifra es de 14,9 MMMUS\$.

PDVSA sufragó la mayoría de los costos directos de adquisición con los descuentos en el precio de los suministros de crudo de sus filiales. Cuando se suman estos costos de oportunidad a las sumas de dinero que PDVSA tuvo que aportar mediante mecanismos distintos a los descuentos, se llega a un costo total de adquisición de 8,12 MMMUS\$ en términos nominales (11,27 MMMUS\$ en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de los flujos que subyace esta suma es de 19 MMMUS\$. Los precios de transferencia ciertamente han mejorado mucho recientemente, pero este incremento obedece a circunstancias coyunturales del mercado petrolero y, además, no es suficiente para compensar por el valor traído al presente de los cuantiosos descuentos registrados en el pasado.

DEUDA

Hasta la primera mitad de la década de los años noventa, la recirculación de ganancias retenidas a través de complicadas cadenas accionarias fungió como el principal mecanismo de financiamiento para el programa de internacionalización. Este mecanismo de financiamiento suponía la concentración de fuertes sumas de dinero en una entidad (Venedu) que se encargaba posteriormente de redistribuirlas entre las filiales de PDVSA. Esta práctica estaba expuesta al riesgo de que autoridades fiscales o gubernamentales la detectaran, y le pusieran fin (los préstamos que Venedu hacía a las filiales eran pagaderos a la vista por el riesgo de que se tuvieran que liquidar en un plazo muy corto, en caso de que estas operaciones de financiamiento atrajeran la atención de las autoridades).

El apalancamiento de los activos internacionales de PDVSA a través de emisiones de bonos y contratación de deuda a largo plazo hubiera sido una opción de financiamiento más atractiva para PDVSA que la simple retención de flujos generados internamente. Dicho apalancamiento permitiría que los flujos de efectivo asociados a los descuentos con los que se facturan los cargamentos a las filiales – el sustento de la rentabilidad del programa – se comprometieran antes de siquiera generarse. Además, como los descuentos se utilizarían directamente en el servicio de la deuda asociada con los activos internacionales de PDVSA, se evitaría la riesgosa práctica de concentrar dinero en entidades como Venedu. Los descuentos facilitarían la colocación de las emisiones con inversionistas institucionales, en tanto que garantizarían que las filiales de PDVSA en el exterior generarían flujos de caja adecuados para el servicio de sus obligaciones financieras. Finalmente, las emisiones de deuda aportarían un elemento de protección a la integridad del programa, porque los compromisos contractuales asumidos por PDVSA y sus filiales restringirían el margen de maniobra del gobierno venezolano para interferir tanto con la política de dividendos de estas empresas como con la disposición de sus activos.

No obstante el atractivo del endeudamiento a largo plazo como mecanismo simultáneo de financiamiento y de debilitamiento del control gubernamental, solamente fue hasta 1991 que PDVSA pudo comenzar a endeudarse por intermedio de sus activos en el exterior (hasta 1990, la deuda a largo plazo de PDV America era mayor que la de PDVSA en su conjunto, lo cual indica que una parte de la primera se componía de préstamos internos). Esto se debió a que, hasta finales de 1989 inclusive, PDVSA no tenía la propiedad accionaria exclusiva de ninguna refinería en el exterior de Venezuela, debido a la existencia de un lineamiento gubernamental explícito que lo prohibía. Por esta razón, los convenios de internacionalización no se podían apalancar a costa de su capacidad de declarar dividendos, ya que los socios de PDVSA en dichos convenios no tenían ninguna razón para no querer recibir dividendos. La situación cambió cuando Southland (socio de PDVSA en la refinería de Lake Charles), ante la amenaza de bancarrota, decidió liquidar su participación en dicha planta. PDVSA argumentó que la lista de posibles compradores de los activos estaba llena de indeseables, y que la mejor opción consistía en adquirir los activos ella misma. El gobierno venezolano dio su consentimiento para esta operación, en el entendido de que PDVSA trataría de vender la mitad de las acciones en la refinería tan pronto como fuera posible. En lugar de cumplir con este acuerdo, en 1991 PDVSA procedió a apalancar los activos mediante una emisión de bonos de 400 MMUS\$, con lo cual su venta se convirtió en una posibilidad más bien remota.

CUADRO C5: LA RECAPITALIZACIÓN DE PDV AMERICA (1993)

	Monto (MMUSD)
Provenencia de fondos	
Contribuciones patrimoniales con fondos provenientes de Venedu	647
Fondos netos de emisión de bonos por 1,000 MMUSD	975
TOTAL FUENTES DE FONDOS	1,622
Destino de los fondos	
Liquidación de línea de crédito PMI-Citgo	410
Préstamo a PDVSA a cambio de notas espejo	1,000
<u>Inversiones:</u>	
Inversión en Lyondell-Citgo Refining Company	200
Adquisición de la refinería de Savannah	12
TOTAL USOS DE FONDOS	1,622
Fuente: PDV America	

A finales de 1990, PDVSA por primera vez respaldó una emisión de bonos de una de sus filiales en el exterior. En este caso, se trataba de Baproven Ltd., matriz directa de la filial de almacenamiento Borco. La emisión, por un total de 200 millones de marcos alemanes y con un período de maduración de cinco años, se hizo para repagar a Propernyn los fondos que ésta última había aportado para llevar a cabo la adquisición del terminal (y la refinería inactiva) de Borco. Mediante este recurso de ingeniería financiera, PDVSA trasladó aproximadamente la mitad del costo de adquisición de la terminal al fisco venezolano (ya que deduciría los pagos de intereses y del capital del préstamo de sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta).

A partir de 1993, los pasivos a largo plazo asociados al programa de internacionalización, y respaldados por PDVSA, empezaron a crecer de manera sostenida. En ese año se llevó a cabo la llamada “recapitalización de PDV America” (Cuadro C5), operación en la cual esta filial colocó mil millones de dólares de deuda en las carteras de inversionistas institucionales, y aprovechó la operación para liquidar una línea interna de crédito por 400 MMUS\$ que Venedu había tenido que extender a Citgo para respaldar la emisión de bonos de 1991 (Venedu también envió a Citgo 212 MMUS\$ adicionales a manera de contribución patrimonial para la adquisición de la participación en las refinerías de Lyondell y Savannah). Como ya se ha explicado, PDVSA recurrió al mecanismo de notas espejo para trasladar las deducciones por concepto de pago de intereses a los bonos emitidos por PDV America en los Estados Unidos a Venezuela, y utilizó estos fondos principalmente para retirar pasivos de corto plazo, como se puede ver en el Cuadro C6, el cual ilustra el resultado de la operación de recapitalización tanto para PDV America, como para Propernyn B.V. (que era la matriz directa de PDV America en ese momento) y PDVSA.

La expansión del programa de internacionalización en la segunda mitad de la década de los años noventa vino acompañada de un fuerte aumento en el endeudamiento a largo plazo de PDVSA (Gráfico G25). A partir de 1997, la mayor parte de dicho endeudamiento se canalizó a través de PDVSA Finance, una corporación domiciliada en las Islas Caimán para la emisión de bonos quirografarios avalados por las cuentas por cobrar generadas por PDVSA Petróleo. Estrictamente hablando, los bonos de PDVSA Finance no estaban vinculados con los activos de refinación de PDVSA en el exterior. El atractivo de este tipo de vehículo de financiamiento estructurado más bien radicaba en que permitía a una compañía petrolera estatal como PDVSA colocar bonos a tasas de interés significativamente menores a las que atraería la deuda soberana del gobierno venezolano, al reducir significativamente el riesgo de suspensión de pagos a los inversionistas (el dinero para el pago de intereses se extraía de cuentas especiales administradas por un agente fiscal, por las cuales tenía que pasar la mayor parte de la factura petrolera de estas compañías a clientes designados en los Estados Unidos, antes de su envío a Venezuela). Sin embargo, las filiales de refinación de PDVSA en Estados Unidos generaban una parte significativa de las cuentas por cobrar mediante las cuales se realizaban los pagos de intereses a inversionistas institucionales (Cuadro C7), por lo que PDVSA necesariamente tendría que haber conseguido el consentimiento de los tenedores de bonos de PDVSA Finance antes de poder vender cualquier participación accionaria en una de sus refinerías localizadas en dicho país.

CUADRO C6: EFECTOS FINANCIEROS DE LA RECAPITALIZACIÓN DE PDV AMERICA (1993)

Concepto	PDV America		Propemyn B.V.		PDVSA	
	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Pasivos a corto plazo						
Préstamos bancarios a corto plazo	61	61	61	61	919	0
Porción corriente de obligación por arrendamiento	8	8	8	8	8	8
Papel comercial y notas promisorias	NA	NA	NA	NA	814	758
TOTAL	69	69	69	69	1741	766
Pasivos a largo plazo						
Bonos emitidos en 1993	0	1,000	0	1,000	0	1,000
Otros bonos e instrumentos de deuda garantizados	NA	NA	NA	NA	1,532	1,532
Préstamos de largo plazo garantizados por agencias de crédito a exportaciones	NA	NA	NA	NA	1,520	1,520
Notas promisorias y créditos bancarios	NA	NA	NA	NA	834	834
Préstamos	404	404	404	404	NA	NA
Bonos emitidos por Citgo en 1991	400	400	400	400	NA	NA
Bonos de promoción industrial (Citgo)	28	28	28	28	NA	NA
Préstamo bancario para Cit-Con Oil Corporation	23	23	23	23	NA	NA
TOTALES	855	1,855	855	1,855	3,866	4,866
Obligación por arrendamiento de instalaciones industriales	170	170	170	170	419	419
Notas de recapitalización pagaderas a Venedu	NA	NA	0	647	NA	NA
Línea de crédito PML-Citgo	428	0	428	0	NA	NA
Otras notas pagaderas a afiliadas	NA	NA	694	694	NA	NA
TOTALES	428	0	1,122	1,341	NA	NA
Patrimonio del accionista	799	1,466	426	426	NA	NA
Capitalización total	2,252	3,471	2,699	3,918	27,339	28,339

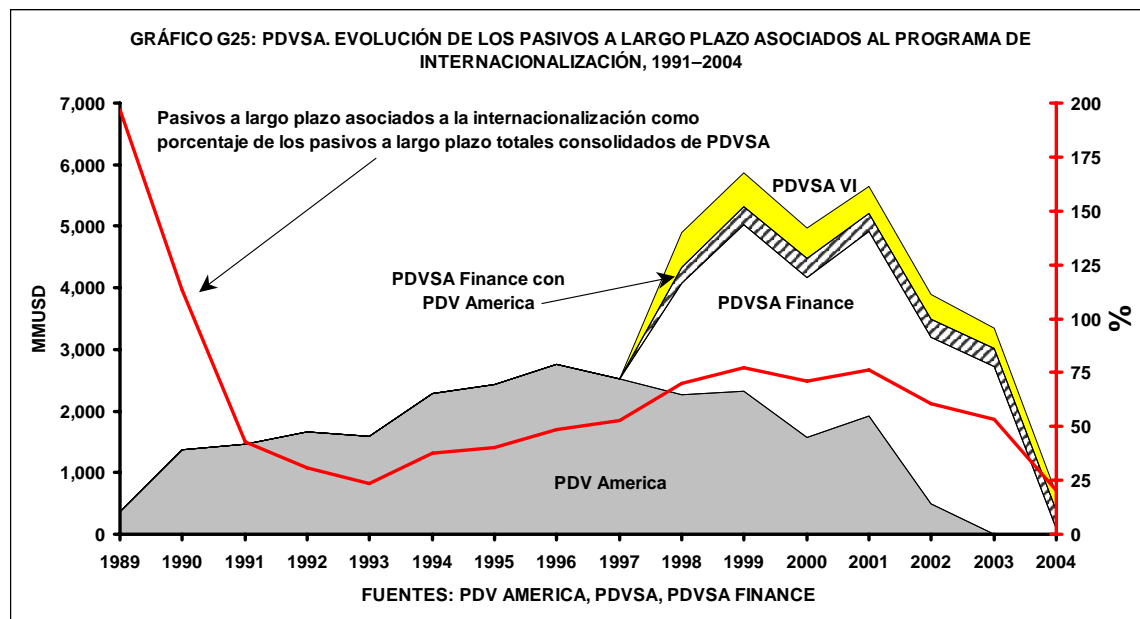
NA = No aplicable

Fuente: PDV America

CUADRO C7: PDVSA FINANCE. NOTAS POR COBRAR DE EMBARQUES DE CRUDO A CLIENTES DESIGNADOS, 1999-2002

	1998	1999	2000	2001	2002
<i>Tipo de cliente</i>					
Afiliados	81	364	495	305	390
No afiliados	193	381	302	186	222
Cientes afiliados como porcentaje del total	30	49	62	62	64

FUENTE: PDVSA Finance 20-F



El año 2003 marcó el vencimiento de los bonos que PDV America había emitido en 1993, y PDVSA liquidó el capital remanente con fondos remitidos por Citgo a manera de dividendo. Posteriormente, en el año 2004, PDVSA recompró los bonos emitidos por PDVSA Finance que aún estaban en manos de inversionistas internacionales (se retiró el 96,34 por ciento de los bonos de PDVSA Finance). Tras estos dos eventos, el mayor instrumento de deuda a largo plazo de PDVSA pasó a ser el pagaré que su subsidiaria PDVSA V.I. extendiera a Amerada Hess en 1998, en conexión con la formación de la asociación Hovensa, en las Islas Vírgenes Americanas. La idea original de PDVSA y respecto a Hovensa era financiar la construcción de nuevas unidades de alta conversión en la refinería de St. Croix mediante una emisión de bonos cotizables en bolsa por un total de 650 MMUS\$. Este plan no se pudo concretar ya que los socios salieron al mercado en un momento de volatilidad extrema (tanto por la crisis en los precios del petróleo como por problemas en los mercados de deuda), lo cual hizo imposible la colocación de los bonos a tasas de interés asequibles. Por lo tanto, los socios tuvieron que recurrir a préstamos bancarios para financiar la inversión.

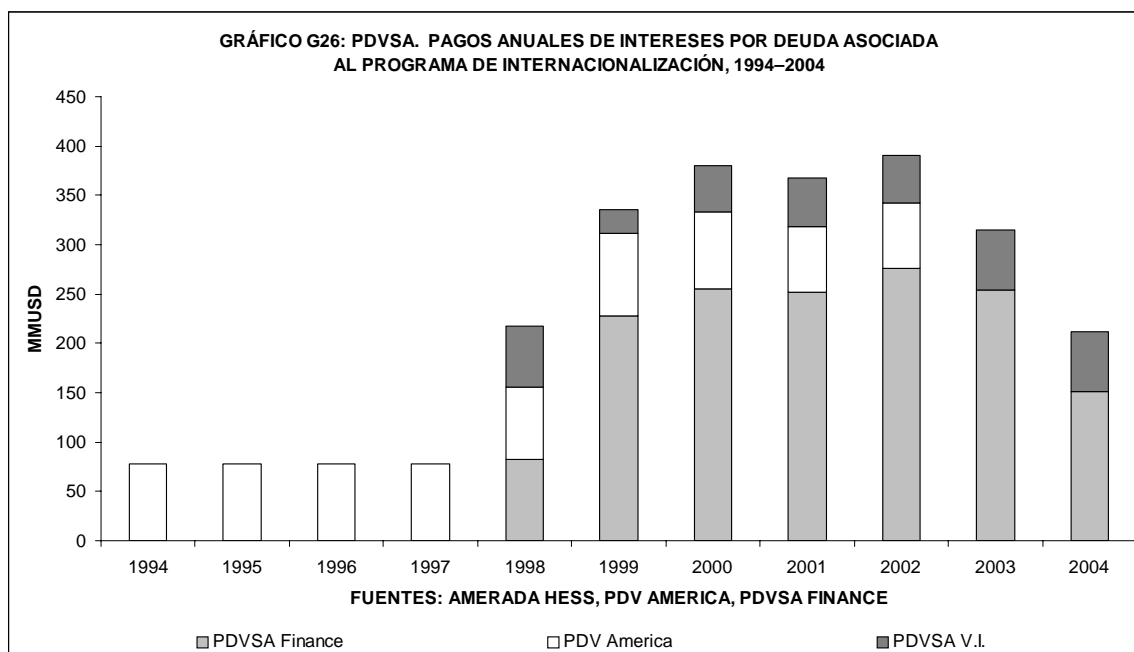
El financiamiento a través de préstamos directos a Hovensa no era una mecanismo muy atractivo para PDVSA, ya que no le permitía trasladar el pago de intereses asociados a esta deuda a Venezuela (lo cual si hubiera sido posible en el caso de la emisión de bonos). Por ende, PDVSA decidió respaldar sus compromisos de inversión en Hovensa pagando a Hess 62,5 MMUS\$ en efectivo, y extendiéndole dos pagarés a través de PDVSA V.I. El primero era por un monto total de 562,5 MMUS\$, a una tasa de interés anual de 8,46 por ciento, y pagadero a diez años (tanto interés como capital). El saldo de este pagaré a finales de 2004 era de 273 MMUS\$. El segundo tenía el mismo término y tasa de interés, pero su pago es contingente, dependiendo del comportamiento de los márgenes de refinación en los Estados Unidos a lo largo del período de duración del pagaré. Dado que ambos pagarés han sido suscritos por una subsidiaria consolidada de PDVSA, los pagos de intereses asociados a los mismos se hacen desde Venezuela, y PDVSA los puede deducir de sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta.

Entre 1998 y 1999, en dos operaciones, PDV America adquirió bonos de PDVSA Finance por un total de 298 MMUS\$ (260 MMUS\$ en 1998 y 39 MMUS\$ en 1999). Este préstamo interno ha permitido a PDVSA deducir un total acumulado de aproximadamente 157 MMUS\$ de sus obligaciones por concepto del impuesto sobre la renta en Venezuela desde 1998. Estos bonos no se retiraron en la operación de recompra de 2004, y el costo del servicio de esta deuda hasta su vencimiento (en los años 2009 y 2014) se estima en 211 MMUS\$. Aproximadamente la mitad de este monto lo terminará erogando el fisco venezolano.

Los pagos de intereses asociados a la deuda externa de PDVSA constituyen un ejemplo de la práctica de administración fiscal por medio de la cual no solamente se dirigen ingresos hacia jurisdicciones donde privan tasas impositivas relativamente bajas (a través de descuentos en el precio del crudo venezolano, principalmente), sino que se importan gastos a Venezuela, una jurisdicción donde priva una tasa impositiva nominal relativamente alta. El Gráfico G26 muestra los desembolsos anuales por concepto de pago de intereses de las emisiones de bonos de PDV America y PDVSA Finance, y el pagaré de PDVSA V.I. con Hess (el Gráfico no incluye los pagos asociados a la emisión de deuda de Baproven). En promedio, el pago anual por concepto de intereses ha sido de 230 MMUS\$, mientras que los pagos acumulados para el período 1993–2004 totalizan 2,53 MMMUS\$. De esta suma, 1,36 MMMUS\$ (67,7 por ciento del total hasta 2001, 50 por ciento a partir de entonces) ha sido financiada por el fisco venezolano. En tanto que estos flujos hacia el exterior han disminuido la rentabilidad del negocio petrolero para el accionista de PDVSA, también deben de considerarse como parte del costo de adquisición del sistema internacional de refinación de la compañía.

El endeudamiento asociado con el programa de internacionalización no se ha limitado a bonos, notas o préstamos respaldados directamente por PDVSA. El monto de los diversos instrumentos de deuda a largo plazo de algunas filiales consolidadas y no consolidadas de PDVSA (Citgo, Lyondell-Citgo, Hovensa, Nynäs, Merey-Sweeny) también es de consideración. Si bien estos pasivos no comprometen patrimonialmente a la PDVSA o a la República, son de magnitud suficiente para reducir significativamente el monto que dinero que estaría a disposición de PDVSA y su accionista en caso de que se decidiera vender

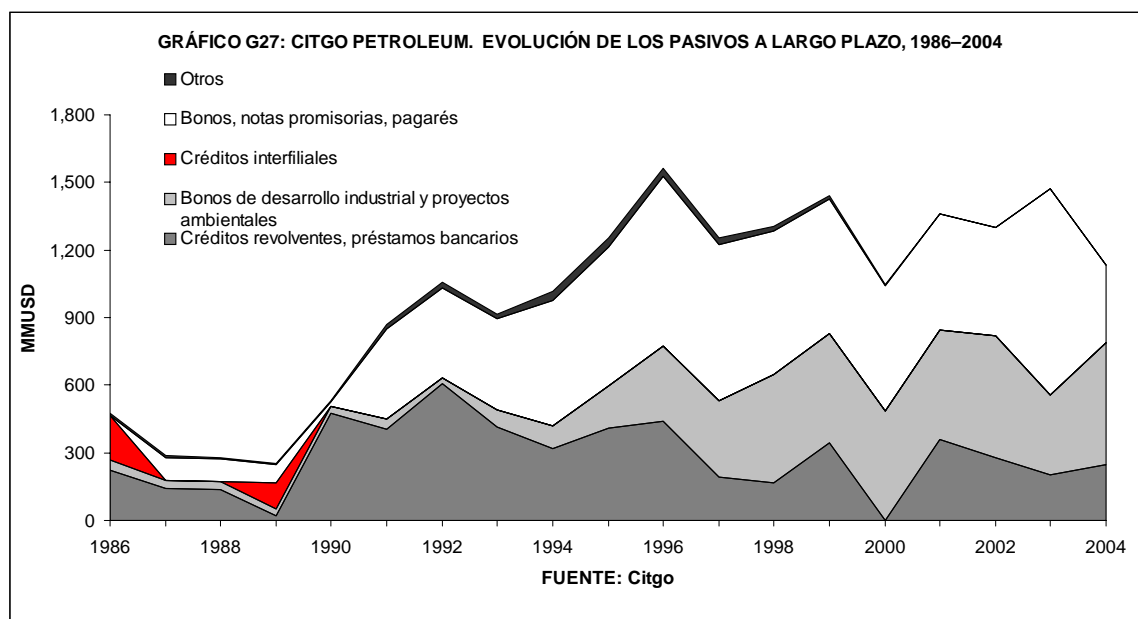
alguna de estas refinerías. La evolución y composición de la deuda a largo plazo de las diversas filiales de PDVSA se detalla a continuación.



Citgo: En el momento de su adquisición parcial por parte de PDVSA en 1986, Citgo era una compañía con un nivel de endeudamiento más bien modesto. A partir de ese año, las operaciones de la compañía comenzaron a crecer aceleradamente, y esta expansión fue financiada en su totalidad con endeudamiento a largo plazo. Tanto el ritmo de crecimiento como el nivel de endeudamiento a largo plazo de Citgo se aceleraron aún más después de que PDVSA pasara a ser la única dueña de sus acciones. Citgo logró apalancar al máximo sus activos sin darlos en garantía a costa de comprometerse con sus acreedores a respetar una serie de condiciones onerosas: Citgo ha aceptado una serie de cláusulas onerosas: restricciones en el pago de dividendos, restricciones en la administración del portafolio de inversiones de Citgo al limitar o prohibir la venta de activos y restricciones en la renegociación de los contratos de suministro de crudo.

A partir de 1996, Citgo aceptó las obligaciones de revelación de información ante la *SEC*, al decidir emitir pagarés y bonos registrados ante esa Comisión, lo que implica la emisión de estados financieros auditados trimestrales y el presentar informes denominados 10-K para su publicación irrestricta a terceros. Por cambios recientes en la legislación americana de valores, el registro ante la *SEC* conlleva la obligación de cumplir con los requisitos de la ley Sarbanes-Oxley de 2002, que supone una serie de obligaciones corporativas para Citgo, sus funcionarios y consejeros. Dado el tipo y monto de títulos emitidos con registro, cuya común característica es la de tener una liquidez limitada (pocos tenedores de títulos, bajo nivel de operaciones en el mercado e inversionistas que mantienen los títulos hasta su vencimiento), no resulta claro el beneficio que el registro ante la *SEC* tuvo para Citgo y mucho menos para su accionista. Sin embargo, hasta el año 2005 inclusive, Citgo nunca

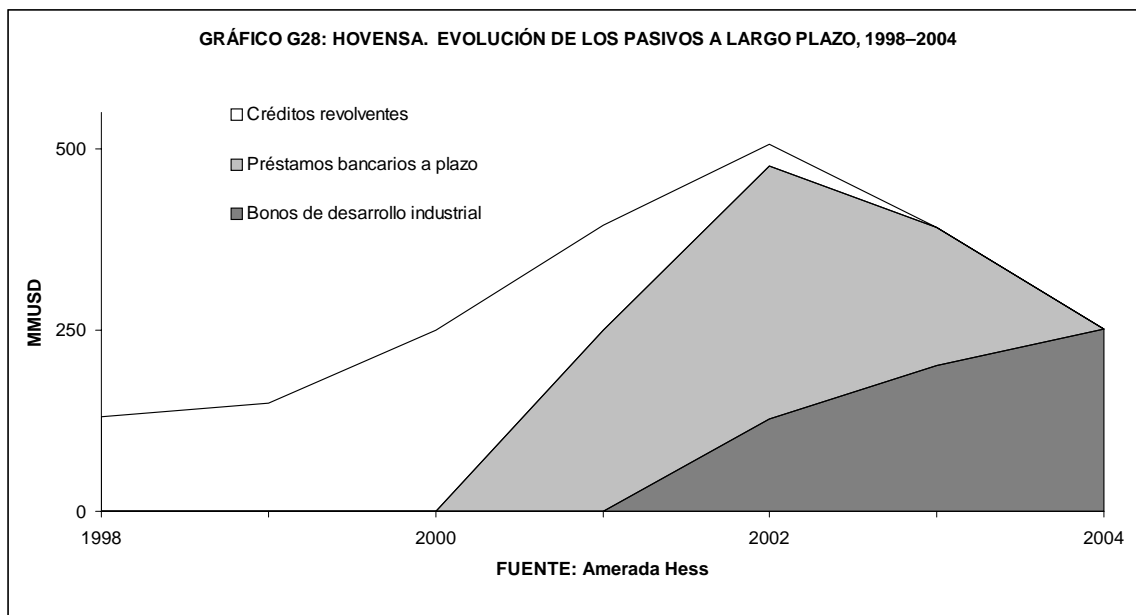
tomó en serio la opción de darse mayor flexibilidad para administrar sus operaciones y al mismo tiempo maximizar la rentabilidad para su accionista, mediante la eliminación o prepago de todos los contratos de deuda con clausulados restrictivos, y la supresión del registro de Citgo ante la SEC. La evolución y composición de la deuda a largo plazo de Citgo se detalla en el Gráfico G27.



Hovensa: La mayoría de la deuda a largo plazo de Hovensa ha estado ligada a la construcción de nuevas plantas de alta conversión en la refinería de St. Croix. En la actualidad, Hovensa mantiene un crédito rotatorio por 400 MMUS\$ (que expirará en 2008 y está colateralizado con la refinería y los contratos de suministro), y la compañía también ha emitido alrededor de 250 MMUS\$ en bonos exentos de impuestos respaldados por el gobierno de las Islas Vírgenes y la Virgin Islands Public Finance Authority. Los múltiples instrumentos de deuda de Hovensa contienen restricciones con respecto al incumplimiento de deuda y la distribución de dinero a los accionistas. Las restricciones sobre las distribuciones de efectivo continuarán en vigor hasta el momento en que la compañía complete la construcción de instalaciones que le permitan cumplir con las nuevas especificaciones de diesel de bajo azufre en los Estados Unidos (se espera que estas plantas se terminen en 2007; la inversión remanente es de 350 MMUS\$). La evolución y composición de la deuda a largo plazo de Hovensa se detalla en el Gráfico G28.

Lyondell-Citgo: Cuando se formó Lyondell-Citgo, estaba previsto financiar la construcción de nuevas unidades de alta conversión en la refinería de Houston en tres etapas. En la primera etapa, Citgo aportaría 300 MMUS\$. En la segunda etapa, Lyondell-Citgo contraería deuda por hasta 200 MMUS\$. En la tercera etapa, el financiamiento provendría de aportaciones de Citgo y Lyondell, por un lado, y de endeudamiento de Lyondell-Citgo, por el otro. Lyondell se comprometió a financiar, en la forma de préstamos subordinados, el 25 por ciento del costo del proyecto en exceso de 500 MMUS\$. Lyondell esperaba tener

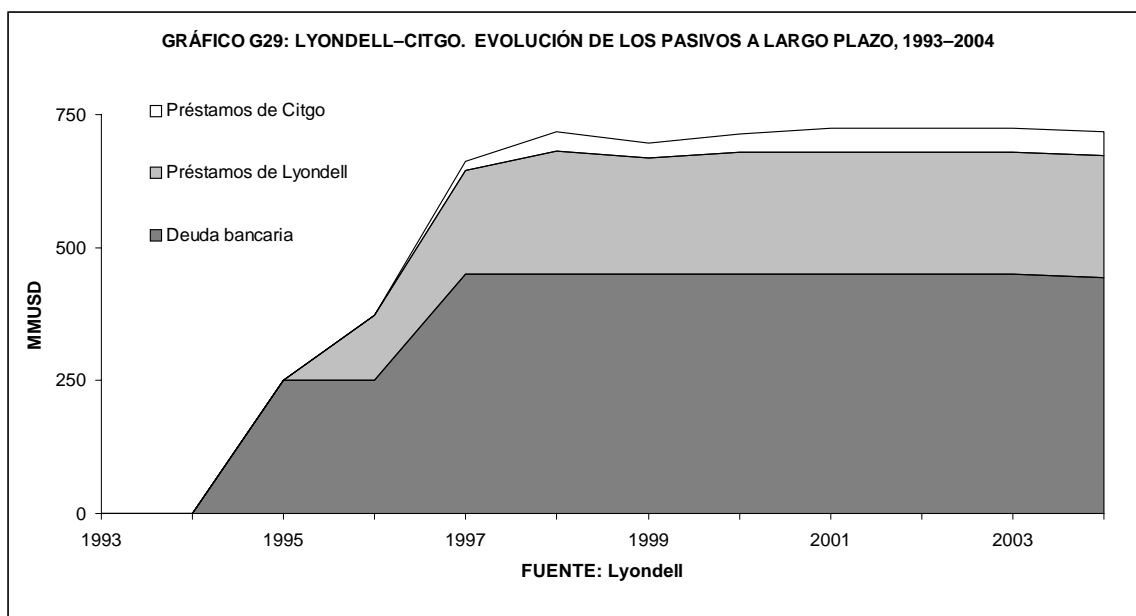
que aportar 75 MMUS\$ si el proyecto costaba 800 MMUS\$, pero el costo del proyecto terminó excediendo los 1,1 MMMUS\$. Por lo tanto, los préstamos que Lyondell tuvo que extender a Lyondell-Citgo por este concepto excedieron los 220 MMUS\$.



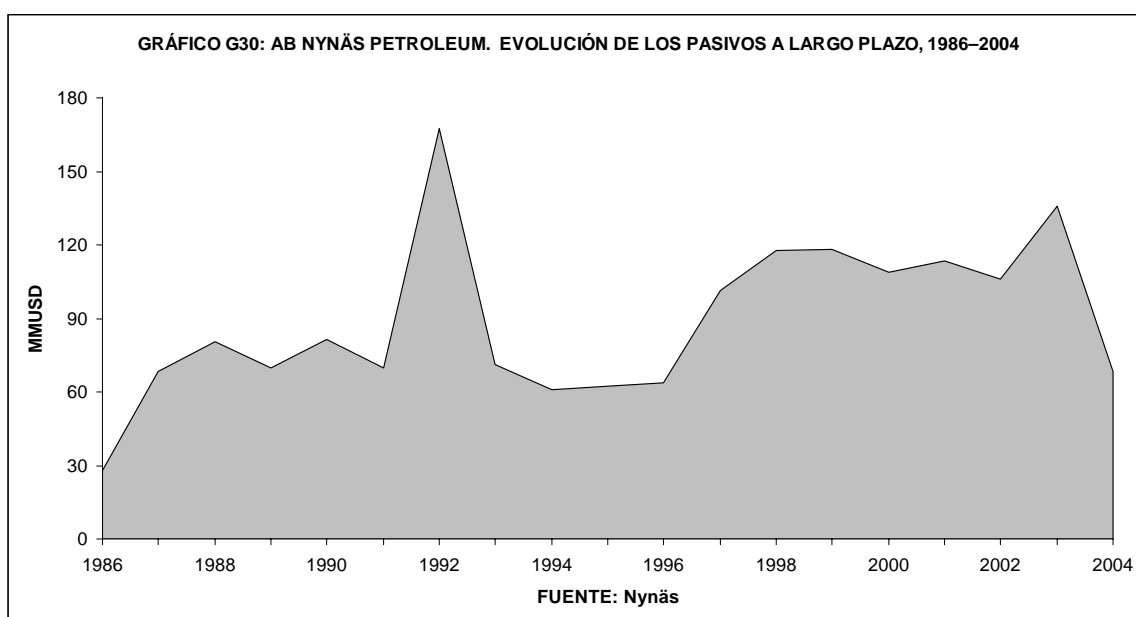
Los inesperados desembolsos asociados al proyecto se tradujeron en una fuerte presión financiera tanto para Lyondell como para Lyondell-Citgo, ya que la refinería no podía generar flujos suficientes para cubrir con holgura el servicio de la deuda contraída para pagar la reconfiguración, ni siquiera con los onerosos descuentos del contrato de suministro. Lyondell-Citgo tenía acceso a un crédito rotativo por 450 MMUS\$ que vencía en septiembre de 2001. En el año 2000, PDVSA reportó al SEC que Lyondell-Citgo “no tenía los fondos disponibles para pagar este crédito a su vencimiento”. No obstante lo anterior, Citgo ya había firmado una carta de intención, fechada el 12 de abril de 2001, para adquirir el interés remanente de Lyondell en la refinería de Houston, y PDVSA esperaba hacer una oferta definitiva a Lyondell apenas se hubiera llevado a buen término el refinanciamiento de los pasivos de Lyondell-Citgo. PDVSA había consentido también a ser aval financiero solidario para Citgo en caso de que esta compañía llegara a enfrentar problemas por pérdidas relacionadas a su inversión en Lyondell-Citgo. El refinanciamiento de los pasivos de Lyondell-Citgo se concluyó apresuradamente en julio de 2001, con la contratación de un nuevo crédito bancario por 450 MMUS\$ y de un crédito rotatorio por 70 MMUS\$. Inicialmente, estos nuevos pasivos tenían un carácter transitorio (su duración original estaba prevista para dos años), pero tras diversas extensiones su expiración ahora está prevista para el año 2007. La evolución y composición de la deuda a largo plazo de Lyondell-Citgo se detalla en el Gráfico G29.

Merey-Sweeny: Entre 1998 y 2000, esta compañía colocó bonos por un total de 400 MMUS\$ con inversionistas institucionales, para financiar la construcción de nuevas

unidades de alta conversión en la refinería de Sweeny. Merey–Sweeny también mantiene una facilidad de crédito de 80 MMUS\$, que expirará en 2014.



Nynäs: El Gráfico G30 muestra la evolución de la deuda a largo plazo (expresada en dólares) de Nynäs. Esta deuda se compone de préstamos bancarios y créditos rotatorios de largo plazo. El crecimiento de la deuda de Nynäs fue más bien modesto hasta 1992, año en que se emprendió la adquisición de las refinerías de Eastham y Dundee. La deuda se redujo rápidamente, y desde entonces su expansión ha ido al compás de las operaciones de la compañía.



Comentarios

Desde su nacimiento en 1976 hasta principios de la década de los años noventa, PDVSA fue una compañía con un nivel de endeudamiento a largo plazo relativamente bajo. De hecho, hasta 1990, la deuda a largo plazo de PDV America era mayor que la de PDVSA misma, lo cual indica que una buena parte de la primera se componía de préstamos internos. Con la profundización del programa de internacionalización, que siguió a la adquisición de la totalidad de Citgo, esta situación cambió por completo.

En los años 2003 y 2004, PDVSA procedió a liquidar o recomprar una buena parte de la deuda a largo plazo asociada al programa de internacionalización, la cual había crecido de forma marcada y sostenida hasta entonces. Aunque esta liquidación y recompra tuvieron aspectos positivos, lo cierto es que se hicieron relegando a un segundo plano a las consideraciones de índole fiscal (como lo demuestra la recompra de los bonos espejo de PDV America por medio del dividendo declarado por Citgo para ese ejercicio). Debido a la porosidad de la cerca fiscal venezolana, las operaciones de liquidación de capital y recompra de deuda a largo plazo de PDVSA (con la correspondiente deducción de los montos utilizados para estos propósitos de las obligaciones del impuesto sobre la renta de la compañía) se tradujeron en que, en los años 2003 y 2004, dejaran de ingresar 1,42 MMMUS\$ a las arcas del fisco venezolano.

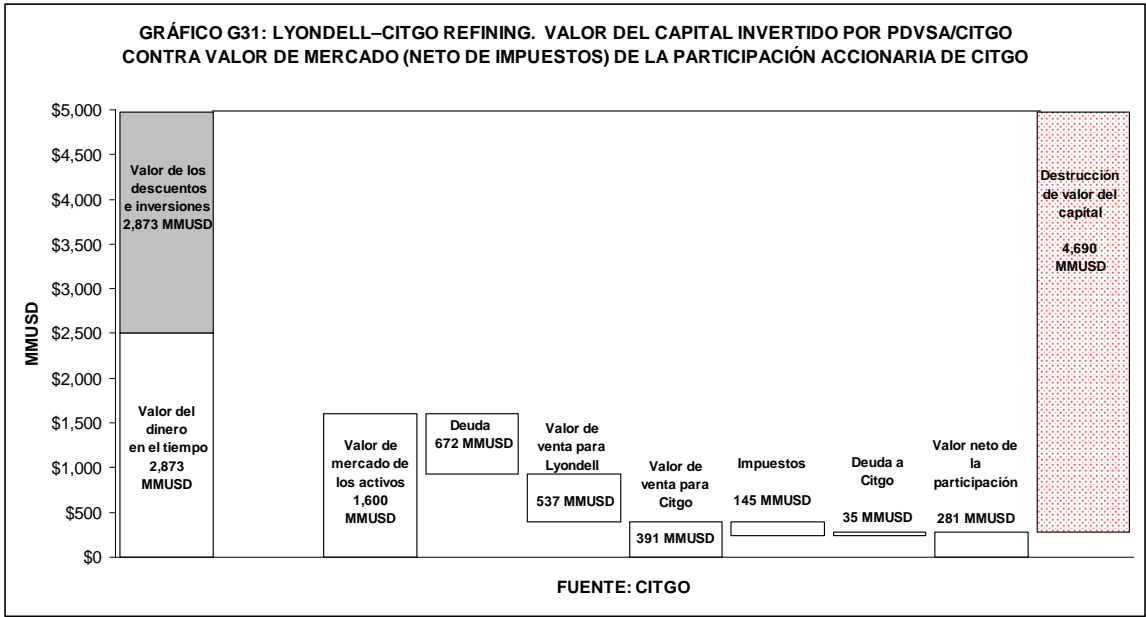
INVERSIONES DISCRECIONALES

Hasta fechas recientes, se pensaba que la venta de cualquiera de los activos internacionales de PDVSA hubiera permitido al accionista de la compañía recuperar una proporción muy baja del capital total (costo de adquisición más descuentos capitalizados sobre suministros de crudo) invertido en dicho activo. Dado que las altas tasas de proceso (y los flujos de caja) de estas refinerías a través del tiempo eran función de los descuentos en sus insumos provenientes de Venezuela, el precio que un potencial comprador sin acceso a descuentos similares hubiera pagado por los activos necesariamente habría sido muy inferior a la suma del capital invertido en ellos y sus pasivos a largo plazo. La coyuntura que vive el mercado petrolero internacional en la actualidad presenta una oportunidad extraordinaria – y potencialmente irreplicable – de que la República recupere una parte significativa del capital extraído de Venezuela que PDVSA ha invertido en estos activos, *a espaldas de su accionista*, a lo largo de casi 25 años.

Hay activos para los cuales ni siquiera una recuperación modesta de los desembolsos hechos para su adquisición será posible. PDVSA pagó sumas muy elevadas por las terminales de almacenamiento en el Caribe (50 MMUS\$ por Bopec y 120 MMUS\$ por Borco), y el valor de mercado actual de estas instalaciones difícilmente llega a la cuarta parte del costo de adquisición de las mismas. Del mismo modo, los flujos de caja generados en Refinería Isla jamás se han aproximado a las magnitudes necesarias para obtener un retorno razonable sobre los considerables montos de capital invertidos en esta planta (las mejoras a la planta que ha hecho PDVSA, por lo demás, revertirán al arrendador al vencimiento del contrato de arrendamiento, conforme a los términos del mismo).

El caso de los activos de refinación en Europa y Estados Unidos parecería ser muy distinto. En la actualidad, gracias al estado boyante del mercado petrolero internacional, los costos de reposición de los activos internacionales de refinación de PDVSA exceden por un margen considerable a los costos de adquisición directos dichos activos. Como ya se ha visto, la comparación entre costos de adquisición directos y costos de reposición usualmente no considera el valor presente neto de los flujos de efectivo que PDVSA ha dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de los contratos de suministro con estas refinerías, por el hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior por lo general han recibido crudo y productos petrolíferos a precios inferiores a los prevalecientes en el mercado abierto. Estos costos de oportunidad constituyen parte del costo total de adquisición de las refinerías de PDVSA en el extranjero.

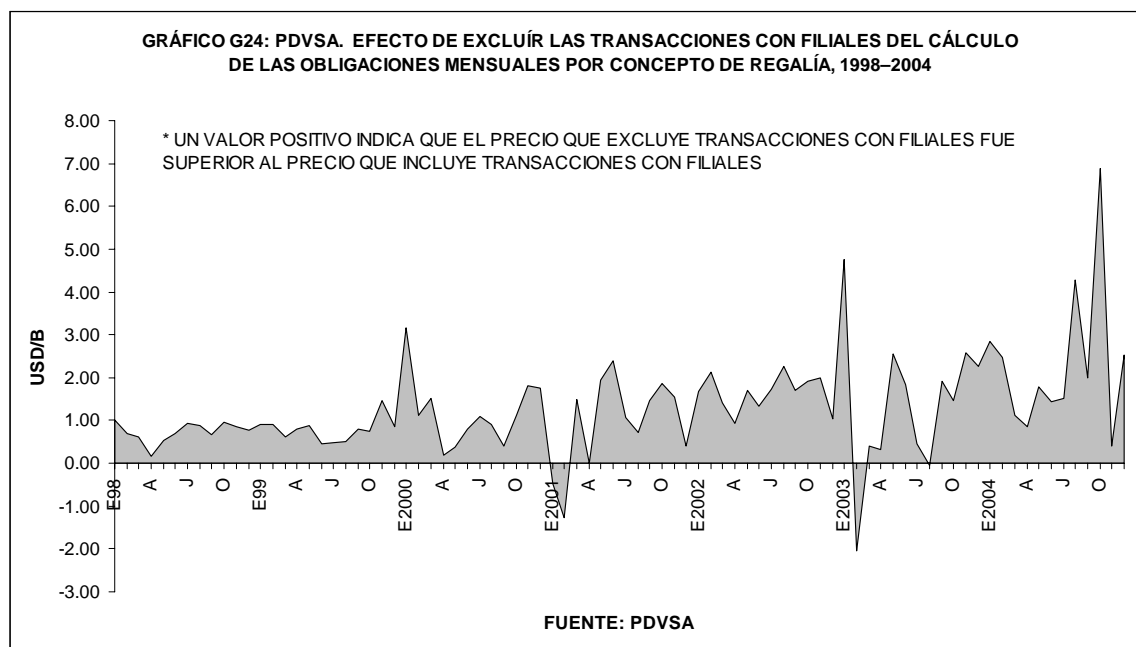
Ahora bien, no se puede concluir que las inversiones de PDVSA en el extranjero han sido un buen negocio simplemente por el hecho de que el precio de mercado de las refinerías de su circuito internacional exceda la suma de su costo de adquisición y el costo de oportunidad de los descuentos. Por un lado, esta comparación no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo (es decir, no es un cálculo de valor presente). Por otro lado, tampoco incluye el valor de las inversiones netas de capital de manutención y de inversiones mandatorias. Estas inversiones bien pueden haber sido financiadas con flujos de caja internos, pero aún así absorbieron fondos que de otra manera habrían estado a disposición del accionista. Desafortunadamente, los datos con los que cuenta el Ministerio de Energía y Petróleo no permiten distinguir las inversiones mandatorias (cuya magnitud desde 1990 ha sido enorme) de aquéllas que no lo fueron. Por lo tanto, para la mayoría de las filiales internacionales de PDVSA, no es posible comparar el valor de mercado estimado actual de sus activos contra el valor presente neto del capital total que se ha invertido discrecionalmente en las empresas.



Lyondell–Citgo constituye una excepción parcial a esta regla, ya que la mayoría de sus inversiones mandatorias se realizaron como parte del proyecto de reconfiguración de la refinería (y la otra parte se hizo cuando PDVSA todavía no tenía ninguna participación en la planta). Como se puede apreciar en el Gráfico G31, el valor presente neto del capital que PDVSA y Citgo han invertido conjuntamente en esta planta es cercano a los 5,0 MMMUS\$, cifra que excede en casi un orden de magnitud al valor de mercado de la participación accionaria actual de Citgo en la planta, neto de impuestos sobre las ganancias de capital y las distribuciones a accionistas.

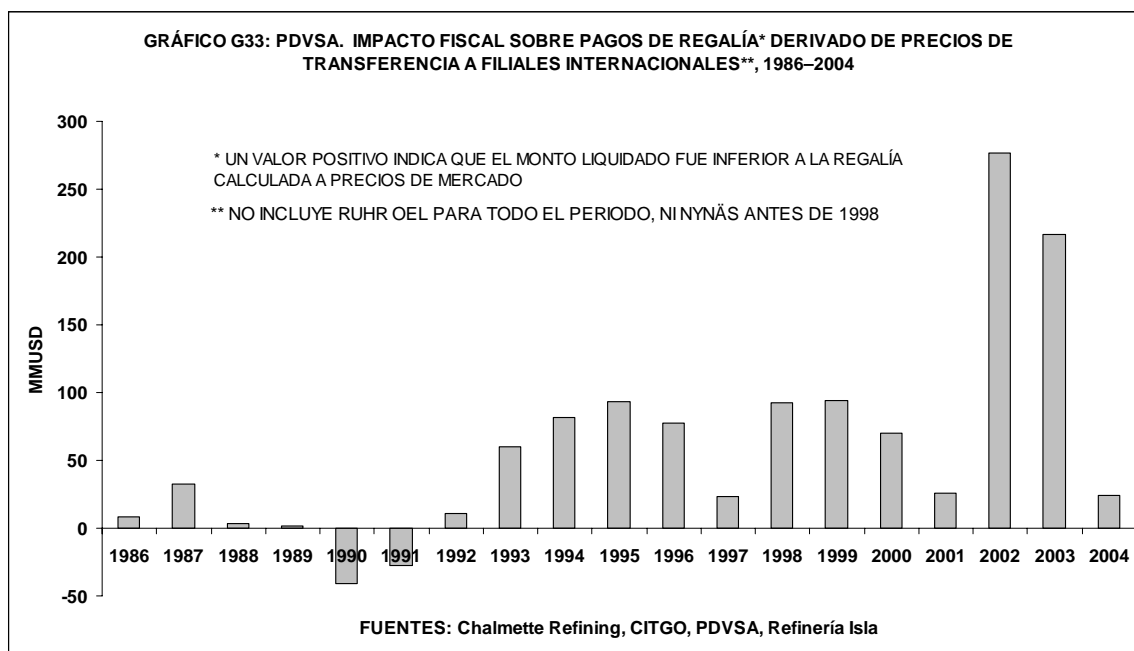
EFFECTOS FISCALES EN VENEZUELA (INGRESOS)

El hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior generalmente reciban crudo y productos a precios inferiores a los que prevalecen en el mercado abierto ha incidido negativamente sobre el ingreso petrolero fiscal de la República, ya que a raíz de un acuerdo que data de 1985 (con efectos retroactivos a 1984) entre los entonces titulares de los ministerios de Energía y Minas, por un lado, y Finanzas, por el otro, el gobierno venezolano ha permitido que las obligaciones fiscales derivadas de la exportación de petróleo venezolano (regalía e impuesto sobre la renta) se calculen a partir de los precios declarados por el contribuyente. Esta práctica va en contra de un principio elemental de la práctica fiscal a nivel mundial: los precios de transferencia son potencialmente manipulables, por lo que no se puede aceptar que se utilicen para determinar cuántos impuestos o regalías tiene que pagar una empresa (por más que la empresa en cuestión pertenezca al estado).



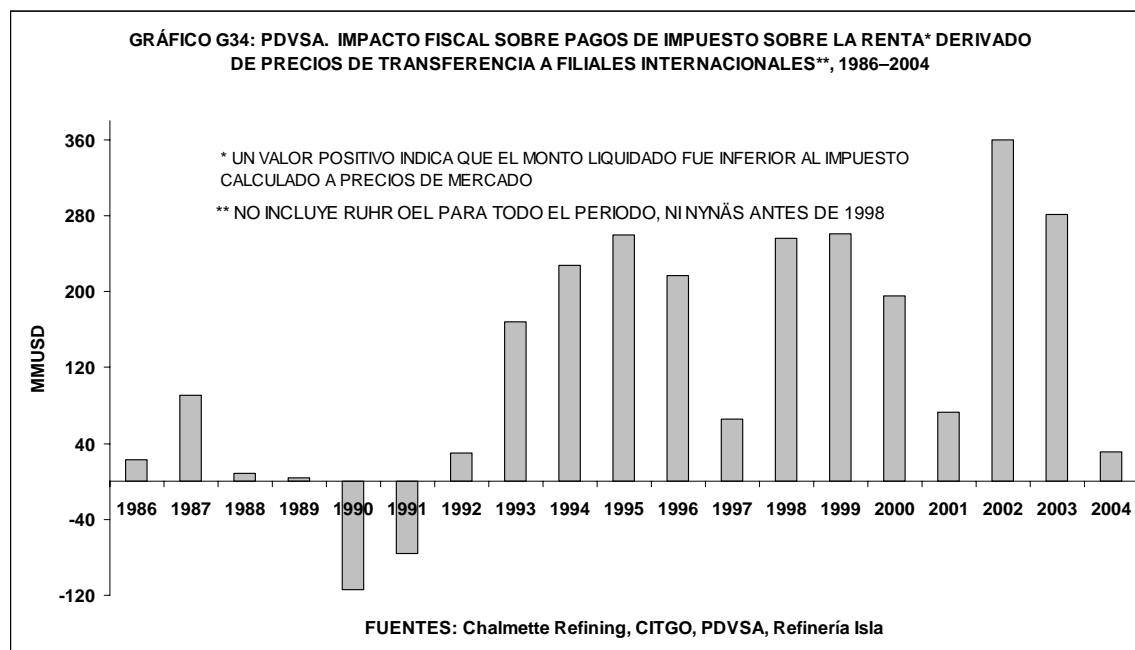
Los efectos fiscales de los precios preferenciales a filiales en el exterior se manifiestan en dos dimensiones: la de la regalía y la del impuesto sobre la renta.

Regalía: Las ventas descontadas reducen artificialmente los precios de exportación, los cuales son la base para calcular las obligaciones por concepto de regalía. Como se puede apreciar en el Gráfico G32, el no incluir las transacciones con empresas afiliadas hace una diferencia significativa en el precio de liquidación ponderado. Por ello, en septiembre de 1999 (Resolución 1009), el entonces Ministerio de Energía y Minas denunció los convenios de regalía vigentes en ese momento, para suscribir nuevos convenios en los cuales las transacciones con clientes afiliados no se tomarían en cuenta para efectos del cálculo de las obligaciones de regalía. No obstante lo anterior, la gerencia de PDVSA se rehusó a obedecer la directiva de que la regalía se liquidara exclusivamente a partir de los precios de operaciones realizadas con terceros. Como señalara el Comisario Mercantil de PDVSA en su informe de 2000, PDVSA introdujo cuatro recursos contra esta medida. Dichos recursos fueron desistidos en noviembre de 2000, pero la compañía continuó en abierto desacato de esta disposición hasta que tuvo lugar el relevo en la dirigencia de PDVSA tras los sucesos de abril de 2002. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1983 y 2004 por concepto de regalía (Gráfico G33) se pueden estimar en 1,12 MMMUS\$ en términos nominales (1,423 MMMUS\$ en dólares de 2004). Estos cálculos no consideran los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983–2004) ni de Nynäs (antes de 1998). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 2,06 MMMUS\$.



Impuesto sobre la renta: Las ventas a precios preferenciales disminuyen la base gravable de PDVSA y, en consecuencia, sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1986 y 2004 por concepto de impuesto sobre la renta

(Gráfico G34) se pueden estimar en 2,36 MMMUS\$ en términos nominales (3,13 MMMUS\$ en dólares de 2004), aplicando la tasa marginal de impuesto sobre la renta petrolero de 67,7 por ciento hasta 2001 y de 50 por ciento de allí en adelante. Estos cálculos no consideran los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983–2004) ni de Nynäs (antes de 1998). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 4,775 MMMUS\$.

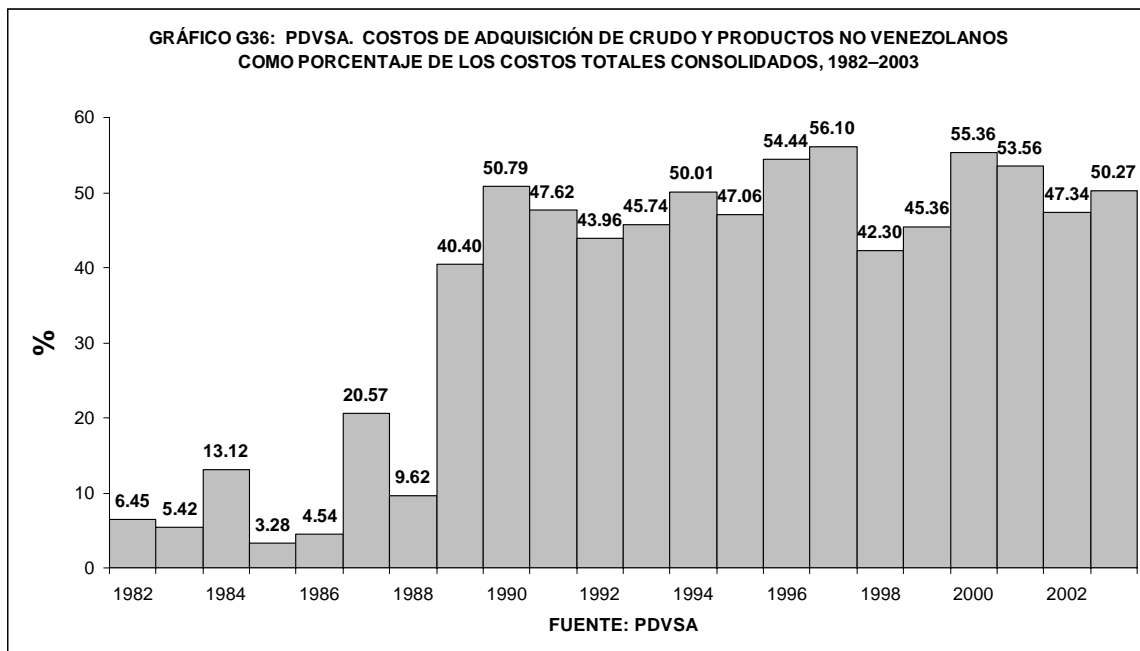
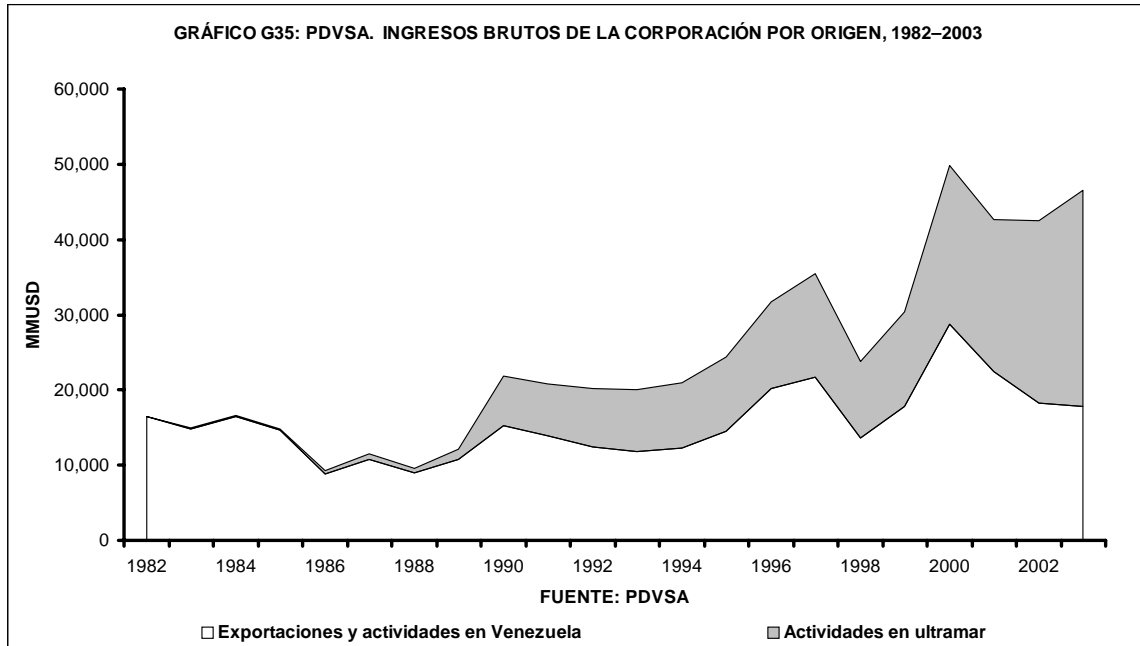


Comentarios

Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1983 y 2004 asociadas al programa de internacionalización, sin incluir impuestos diferidos, se pueden estimar en 3,48 MMMUS\$ (4,555 MMMUS\$ en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 6,84 MMMUS\$, equivalente al 6,3 por ciento del producto interno bruto de Venezuela en 2004 (109,3 MMMUS\$).

EFFECTOS FISCALES EN VENEZUELA (COSTOS)

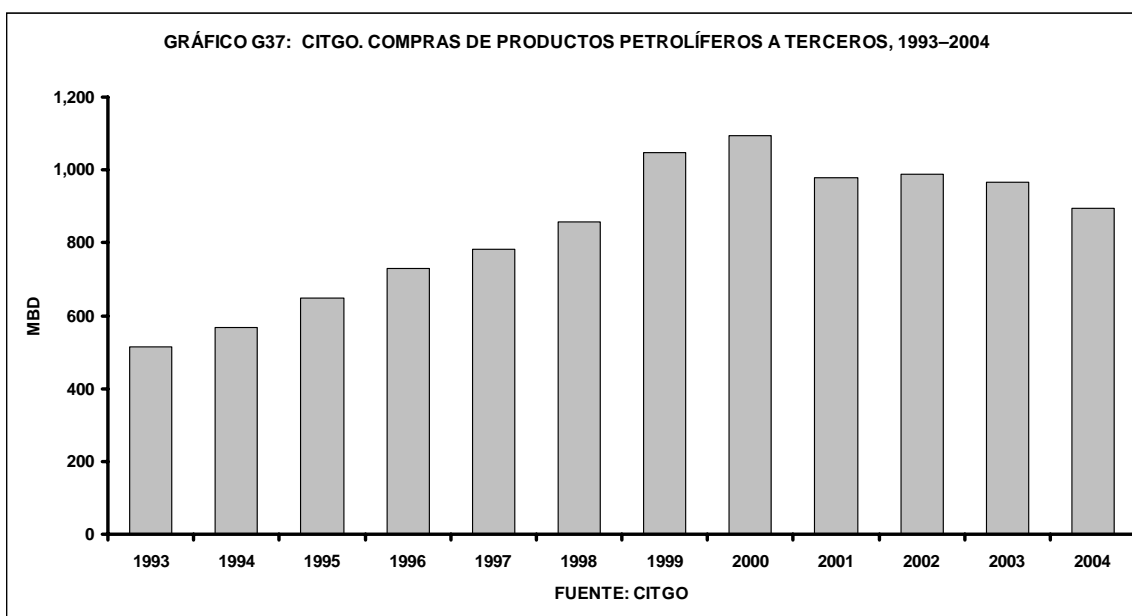
Desde 1983 hasta finales de 2003 inclusive (Gráfico G35), las operaciones del circuito internacional de PDVSA han provisto el 36 por ciento de los ingresos brutos acumulados de la corporación. Este porcentaje sube a casi 45 por ciento si solamente se toman en consideración los años en los que PDVSA lleva siendo la única dueña de Citgo.



A lo largo del periodo 1990–2003, el sistema internacional de PDVSA (sin incluir Refinería Isla), que engloba 20 por ciento de los activos de la compañía, ha contribuido con el tres por ciento de los ingresos gravables para efectos del impuesto sobre la renta. Esta raquítica contribución se debe, ante todo, a que los costos de adquisición de petróleo en el extranjero han representado alrededor de 40 por ciento de los costos globales consolidados de PDVSA

desde 1990 (Gráfico G36). En términos monetarios, estos costos han promediado 17,6 MMMUS\$ en el periodo 1999–2003.

Las compras de enormes volúmenes de insumos no venezolanos para abastecer el sistema internacional de refinación de PDVSA responden a las necesidades de un modelo de negocios enfocado primordialmente a capturar mercados y no necesariamente a generar valor para el accionista. El ejemplo más claro de ello son las operaciones de ventas al detal de productos petrolíferos de Citgo, las cuales acusan un mercado desequilibrio (Gráfico G37), no obstante el énfasis del programa de internacionalización sobre las bondades de las operaciones integradas. Entre 1993 y 2004, Citgo ha comprado un promedio de 838 MBD de productos petrolíferos en el mercado abierto, para suplementar sus propios volúmenes y abastecer su extensa red de estaciones de servicio. Solamente en gasolina, el déficit promedio de Citgo entre 1997 y 2004 equivale al 54 por ciento de sus ventas anuales de aproximadamente 900 MBD (aunque por requerimientos logísticos, diferencias de tiempo y desequilibrio en la calidad de productos, Citgo, de hecho, ha tenido que adquirir cerca de 650 MBD durante ese período, equivalente al 70 por ciento de sus ventas totales).

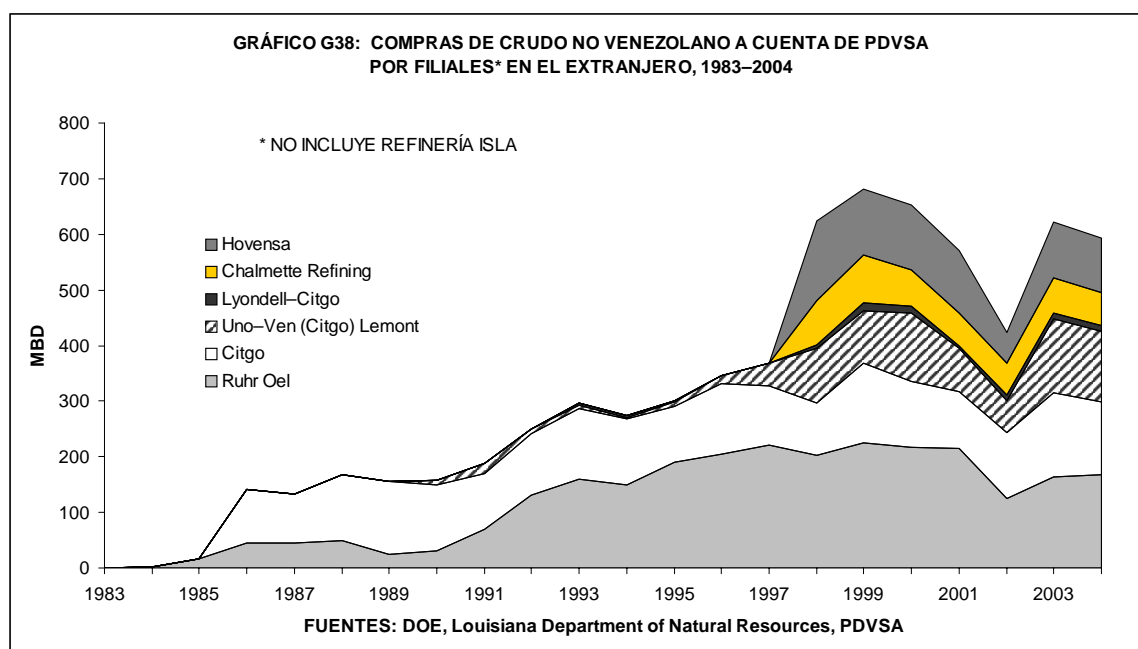


Los costos de adquisición de productos petrolíferos en años recientes han sido responsables de aproximadamente el 60 por ciento de los costos totales de Citgo. En 2004, los costos de adquisición de productos petrolíferos de Citgo fueron de casi 21 MMMUS\$, cifra equivalente al 68 por ciento de los costos de la compañía.

Aunque Citgo admite que los márgenes de reventa son más bajos que los márgenes para productos manufacturados directamente, la compañía no segrega los productos para reventa de los que han manufacturado directamente y, por lo tanto, nunca ha medido la incidencia de cambios en los volúmenes de productos para reventa sobre su rentabilidad. Citgo y PDVSA han recurrido a la baja rentabilidad de las operaciones de reventa para realzar el

atractivo económico de añadir más refinerías al sistema internacional de la compañía (éste ha sido el caso en las adquisiciones de Lyondell, Hess y Chalmette). En cambio, nunca se ha evaluado seriamente la posibilidad de que Citgo retire su bandera de las muchas estaciones marginales que tiene que suministrar con volumen comprado a terceros.

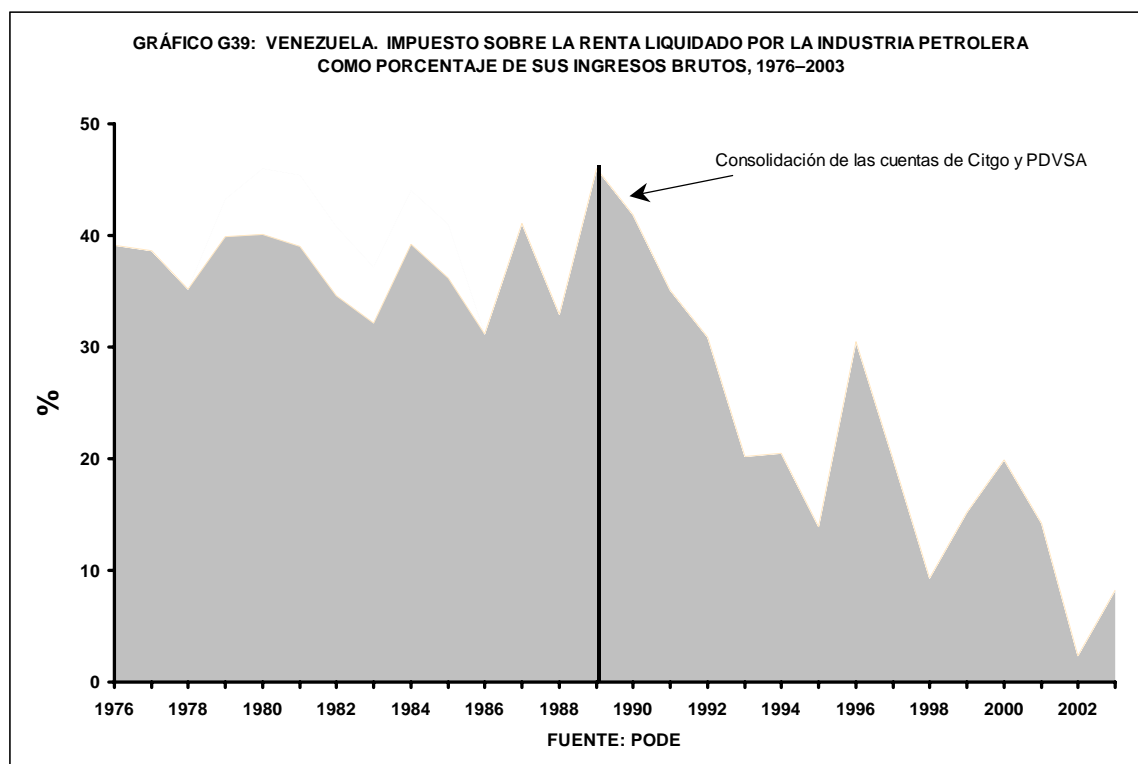
Las compras de crudo de las filiales internacionales de PDVSA también son muy cuantiosas: en años recientes, el volumen correspondiente a PDVSA ha promediado 600 MBD para el sistema en su conjunto. De este volumen (Gráfico G38), la mayor parte corresponde a volumen realizado por PMI (para Ruhr Oel) y por Citgo, filiales cuyas adquisiciones se consolidan en los balances de PDVSA. El valor de las compras de crudo no venezolano de PMI y Citgo (incluyendo a Citgo Asphalt y Lemont) durante el período 2000–2004 ha promediado 2,2 MMMUS\$ y 3,75 MMMUS\$, respectivamente.



Los costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos de PDVSA experimentaron un fuerte incremento (del 10 al 40 por ciento de los costos totales consolidados de la compañía) a partir de 1989, año en el cual se llevó a cabo la adquisición de la totalidad de las acciones de Citgo. Aunque con la consolidación de las cuentas de Citgo los ingresos brutos globales de PDVSA subieron en más de 80 por ciento entre 1989 y 1990 (de 12 a 22 MMMUS\$), el impuesto sobre la renta liquidado por PDVSA *en Venezuela* por concepto de exportaciones y ventas en el mercado interno cayó del 46 al 38 por ciento de sus ingresos brutos, en este mismo intervalo (Gráfico G39).

El factor responsable por esta caída claramente es la porosidad de la cerca fiscal venezolana, ya que las exportaciones de crudo y productos petrolíferos generan la totalidad del ingreso gravable de PDVSA en Venezuela y, entre 1989 y 1990, el precio de realización de la mezcla venezolana de exportación se incrementó en un 20 por ciento, de 16,87 US\$/B

a 20,33 US\$/B. La caída tampoco se puede explicar en términos de un cambio en la tasa nominal del impuesto sobre la renta, ya que ésta se mantuvo idéntica. En otras palabras, PDVSA aprovechó el incremento en sus costos consolidados para trasladar una parte de sus costos internacionales a Venezuela, una jurisdicción donde priva una alta tasa impositiva para actividades petroleras.

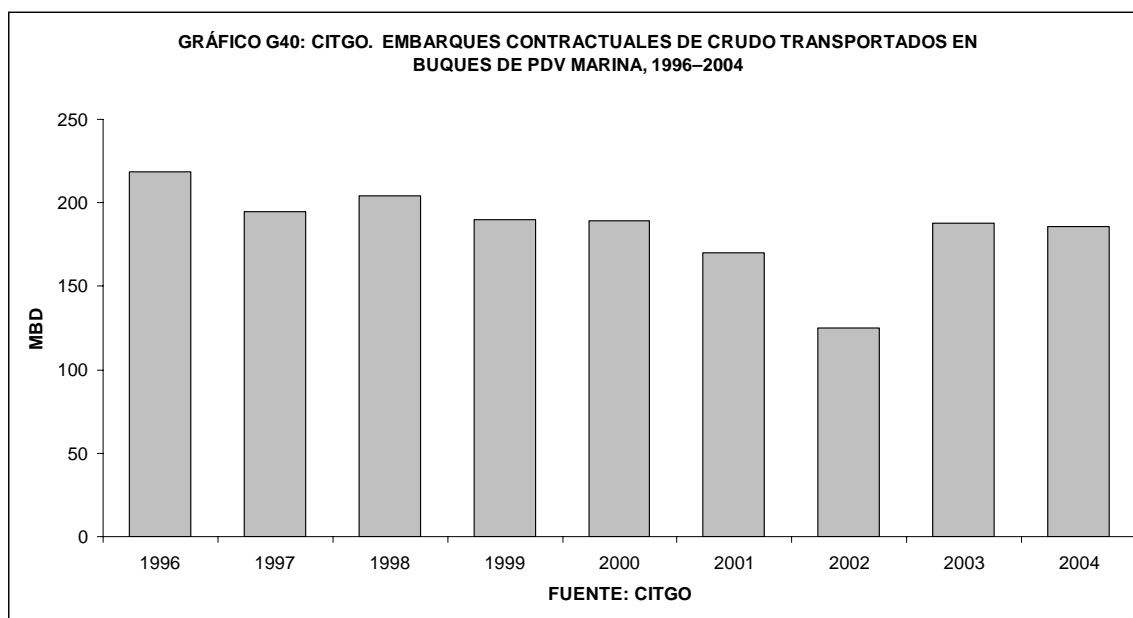


Comentarios

Los activos internacionales de refinación, almacenamiento y mercadeo de PDVSA contribuyen desproporcionadamente a los costos operativos, y más aún a los costos variables totales de la empresa; en cambio, su aportación al ingreso gravable siempre ha sido muy modesta. Esta situación es cónsona con la denuncia que hiciera el Comisario Mercantil de PDVSA en su informe del año 2000 de la “práctica de administración fiscal que dirige ingresos hacia las compañías sujetas a menores tasas y gastos hacia las compañías sujetas a mayores gastos, con el resultado de disminuir el impuesto causado”.

La posibilidad de importar costos a las actividades de exploración y producción también está detrás de la decisión de PDVSA de transportar en buques de su propiedad (o fletados por PDV Marina) el crudo que vende a sus filiales extranjeras, a pesar de los riesgos financieros y de operación que esto conlleva, y la baja rentabilidad del transporte marítimo de petróleo (a lo largo de buena parte de las décadas de los años ochentas y noventas). Del total de ventas de crudo a filiales de PDVSA en Estados Unidos, aproximadamente 300 MBD se transportan en buques de PDV Marina (el Gráfico G40 ilustra los volúmenes de

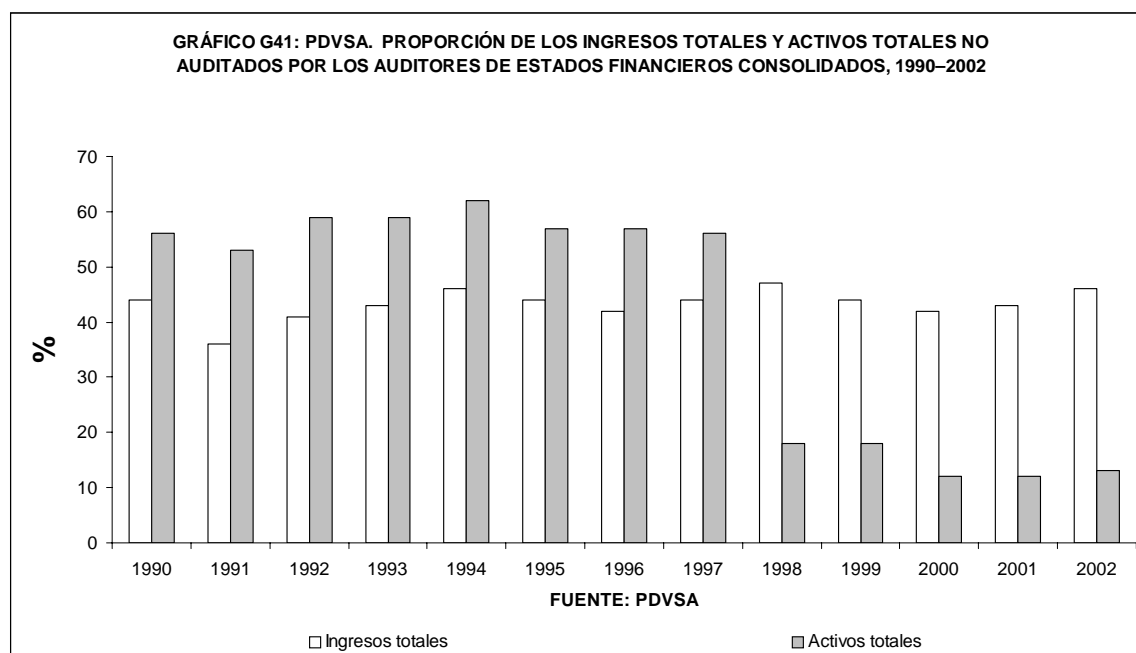
crudo adquiridos por Citgo para sus refinerías de Lake Charles y Corpus Christi, y transportados en buques de PDV Marina), así como todo el crudo enviado a proceso a Curazao, y todo el crudo y los productos petrolíferos que se llevan a almacenamiento a Boppec, Borco e Isla. PDV Marina acredita en Venezuela los costos por concepto de fletes marítimos contra los ingresos generados por estas exportaciones de crudo venezolano. Si bien los fletes marítimos cobrados por PDV Marina no parecen inflados (cuando menos en el caso de Citgo), estos costos se han venido deduciendo de las obligaciones fiscales de PDVSA a la tasa petrolera del impuesto sobre la renta. Esto provoca que los embarques transportados en buques de PDV Marina sean menos rentables para el fisco venezolano que aquéllos vendidos a clientes no afiliados en condiciones FOB.



La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Líquidos ha reafirmado el principio de que la política fiscal tiene que estar predicada sobre el aislamiento (“ring fencing”), en términos tanto de precios como de volúmenes, de las actividades de transporte, refinación, industrialización y mercadeo, por un lado, de las actividades de exploración y producción, por el otro. La contabilidad separada para las actividades *upstream* y *downstream* permitirá que la flota petrolera venezolana se expanda sin que esto afecte la recaudación por concepto de actividades de exploración y producción (ya que la deducción de los costos de transporte marítimo se hará a la tasa vigente para el sector no petrolero).

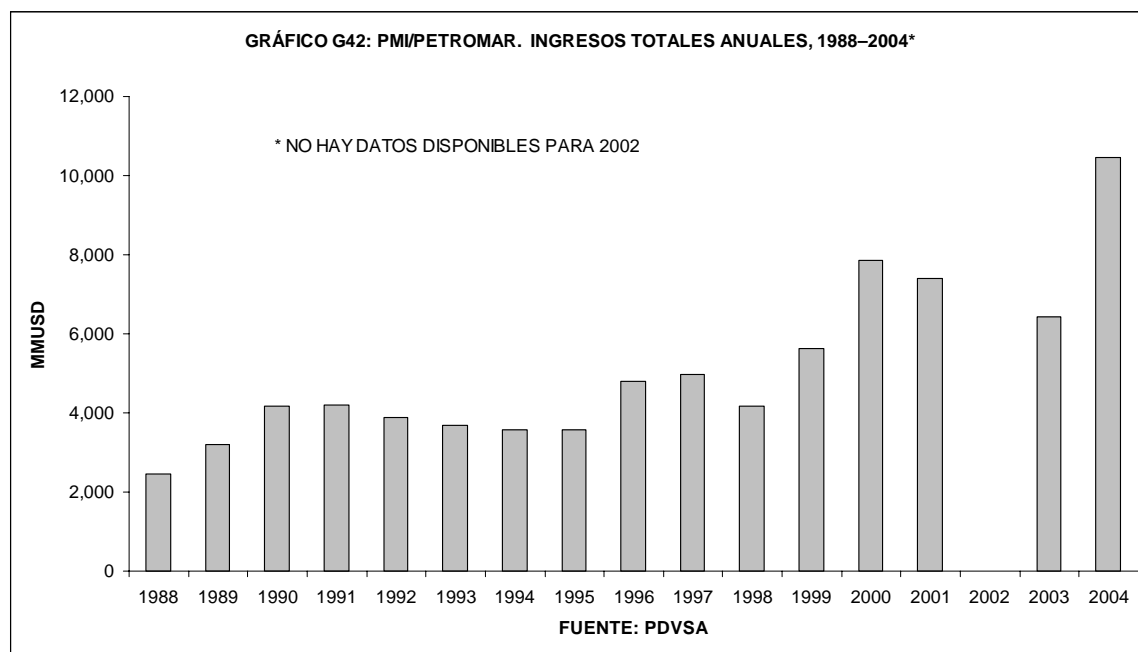
Algunos otros de los mecanismos que PDVSA ha utilizado para importar costos a Venezuela han sido debidamente identificados y cuantificados: traslado de costos financieros asociados a la emisión de deuda en el extranjero, cálculo del precio FOB de los suministros de Ruhr Oel y Refinería Isla deduciendo de los ingresos por ventas de estas refinerías todos los costos asociados a la transformación y mercadeo del crudo y sus derivados (incluyendo los costos por ineficiencias en la operación), no ajuste del precio FOB para volúmenes co-

mercionalizados desde las terminales caribeñas controladas por PDVSA. Hay otros mecanismos mediante los cuales PDVSA eroga sumas menores en el exterior, pero que todavía son de consideración. Por ejemplo, Chalmette Refining paga a ExxonMobil 28 MMUS\$ anuales por concepto de costos de administración y asistencia técnica (los pagos anuales a Amerada Hess por los mismos conceptos son de 5 MMUS\$, a pesar de que la capacidad de la refinería de Hovensa es más de tres veces mayor que la de Chalmette). Por otra parte, es evidente que también se han importado costos a Venezuela a través de otros mecanismos que todavía no se han podido dilucidar por completo. Esto se debe a que el programa de internacionalización fue estructurado de forma tal que las operaciones asociadas con éste fueran altamente refractarias al escrutinio de auditores actuando de parte del accionista de PDVSA. Entre los factores que han impedido al gobierno venezolano ejercer una función efectiva de auditoría conducente a la cuantificación y evaluación de los costos reales de la estrategia de internacionalización, el más importante es el hecho de que los auditores de los estados financieros consolidados de PDVSA no tienen acceso directo ni a los libros de sus empresas de servicios domiciliadas en paraísos fiscales, ni a los de sus filiales operativas del exterior y sus respectivas matrices tenedoras de acciones.



Desde 1990, el informe que los auditores de PDVSA envían al accionista y a los directores de la compañía ha contenido una advertencia que reza de la siguiente forma (este ejemplo se ha extraído del reporte anual de PDVSA para 1996): “no se han auditado los estados financieros de ciertas subsidiarias y afiliadas, los cuales reflejan activos que representan 42% de los activos consolidados en Diciembre 31, 1996 y 1995, e ingresos que representan el 57% de los ingresos consolidados para los años de 1994, 1995 y 1996. Esos estados financieros fueron auditados por otros auditores cuyos reportes se nos han proporcionado, y la opinión que expresamos en este reporte, cuando menos en lo que respecta a los montos incluidos para dichas subsidiarias y afiliadas, está basada solamente en los reportes de otros

auditores”. Las cifras en cursivas varían año con año (el Gráfico G41 indica la proporción tanto de activos como de ingresos consolidados de PDVSA que los auditores de los estados financieros consolidados no han examinado directamente desde 1990), pero siempre son grandes. Además, no reflejan por completo el grado al cual las transacciones de PDVSA no han sido auditadas, sobre todo porque las empresas de servicios de mercadeo – PMI, Petromar – no cuentan con activos propiamente dichos, pero manejan flujos financieros muy grandes (como se puede ver en el Gráfico G42).

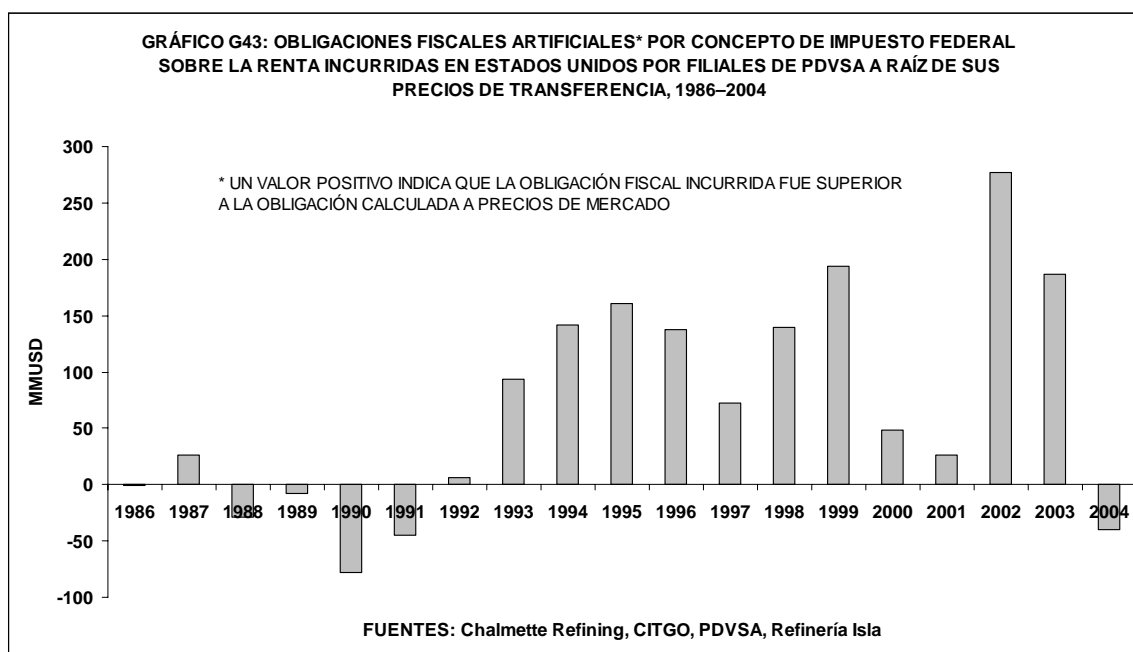


La función de auditoría del programa en Venezuela se ha tenido que realizar exclusivamente a partir de cifras de ingresos y costos contenidas en estados financieros auditados en el extranjero, las cuales han sido agregadas y consolidadas previamente por otros auditores conforme a criterios válidos desde un punto de vista contable y legal en las jurisdicciones donde las filiales están domiciliadas, pero no necesariamente en Venezuela. Por ello, para los auditores de los balances consolidados de PDVSA, las cifras reportadas por las subsidiarias auditadas por otras empresas son meros datos, y no sujetos de investigación en sí mismas. Esta característica reviste particular significación en vista del papel central que ocupan en la estrategia de internacionalización empresas de servicios domiciliadas en paraísos fiscales (Venedu en Curazao, PMI en Panamá, Petromar en Aruba, por mencionar tres ejemplos). Por ello, el ministerio de Energía y Petróleo ha asumido como una prioridad estratégica urgente comisionar una extensa y profunda investigación contable que permita identificar todas los conductos por los cuales se están importando costos indebidamente a Venezuela, para después proceder a bloquearlos de una vez por todas.

EFFECTOS FISCALES FUERA DE VENEZUELA

Uno de los efectos más perversos del programa de internacionalización radica en que, una parte del ingreso fiscal que pierde Venezuela por concepto de los descuentos en los envíos de crudo a las filiales termina por causar impuestos, pero en los Estados Unidos y posiblemente en Suecia (en Alemania este problema no se presenta ya que Ruhr Oel está organizada como una empresa sin fines de lucro, y sus ganancias se pueden transmitir a PMI sin causar impuestos en los Países Bajos). Esto se debe a que la transferencia de crudo a precios preferenciales infla artificialmente la base gravable de las filiales de PDVSA, con el consecuente aumento de sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta. Desde 1986 a 2004 inclusive (Gráfico G43), las filiales de PDVSA en los Estados Unidos (sin incluir las Islas Vírgenes, donde prevalece un régimen fiscal distinto) han incurrido obligaciones innecesarias, por concepto de impuesto federal sobre la renta, por un total de 1,311 MMMUS\$ (esta cifra, equivalente a 1,7 MMMUS\$ en moneda de 2004, se obtiene multiplicando, primero, el descuento ponderado por el volumen total enviado a estas refinerías y luego, multiplicando el resultante por una tasa marginal impositiva del 34 por ciento). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto del monto transferido al fisco de los Estados Unidos a lo largo de este periodo asciende a 3,119 MMMUS\$.

Las transferencias de recursos financieros de PDVSA a sus filiales en Estados Unidos se podrían haber hecho no en forma de descuentos sobre el precio, sino como contribuciones de capital. De esta forma, se hubiera evitado el pago innecesario de impuesto sobre la renta en Estados Unidos. Sin embargo, las transferencias se hicieron de una forma fiscalmente ineficiente porque, de otra manera, no hubiera sido posible para PDVSA ocultarlas a su accionista.



En septiembre de 2004, los asesores legales del ministerio de Energía y Petróleo señalaron al tren ejecutivo de Citgo que esta filial había incurrido en pagos innecesarios de impuesto sobre la renta en el pasado. Asimismo, instaron a Citgo a enmendar su declaración de impuestos para el ejercicio 2002-2003, lo cual habría generado un ahorro a favor de la República por un total de 89 MMUS\$. Esto hubiera implicado la aceptación por parte de Citgo de la existencia de descuentos en el precio de sus suministros. También habría sido un reconocimiento tácito por parte del tren ejecutivo de Citgo de una falta grave en términos de su responsabilidad fiduciaria de maximizar el valor de sus operaciones para el accionista. Por lo mismo, Citgo se negó a enmendar su declaración de impuestos, con la consecuente pérdida para PDVSA y la República.

Comentarios

El tratado de doble tributación entre Venezuela y los Estados Unidos abre la posibilidad de que el SENIAT solicite al Internal Revenue Service un reparo fiscal por los años en los que Citgo pagó impuestos en exceso, y que todavía pueden ser sujetos de revisión. El ministerio de Energía y Petróleo y el SENIAT están colaborando activamente en la definición y formulación de dichos reparos, para presentarlos al IRS. Como parte de este esfuerzo, el Ministerio de Energía y Petróleo comisionó a una reconocida firma de consultoría petrolera internacional (Muse Stancil and Company) para que realizara un estudio de los precios de diversas corrientes venezolanas de exportación. Este estudio convalidó los resultados obtenidos en los análisis internos del Ministerio de Energía y Petróleo en torno a este tema. En el Cuadro C8 se presenta el resumen del impacto fiscal en los Estados Unidos derivado de los precios de transferencia entre PDVSA y las refinerías del circuito Citgo (incluyendo Lyondell-Citgo), de acuerdo a los precios calculados por Muse Stancil, por un lado, y el Ministerio de Energía y Petróleo, por el otro.

DIVIDENDOS

La política de dividendos que siguió PDVSA hasta 1998 inclusive consistía en permitir que sus filiales retuvieran prácticamente la totalidad de los flujos de caja generados por sus operaciones, y nunca buscar su repatriación a Venezuela a través de la declaración de dividendos. En documentos de dominio público, PDVSA señaló que los dividendos constituían una proporción minúscula de las ganancias generadas por sus filiales en el exterior. Por ejemplo, los reportes 20-F que PDVSA envió a la SEC a lo largo de casi toda la década de los años noventa constataban claramente lo siguiente: “PDVSA ha permitido a sus subsidiarias y asociaciones la retención con propósitos de reinversión de la vasta mayoría del flujo de caja generado por sus operaciones”. En el caso concreto de Citgo, cuando ésta pasó a ser propiedad única de PDVSA en 1989, la compañía inmediatamente suscribió nuevos compromisos financieros que eran, en palabras de la propia filial, “considerablemente más restrictivos en cuanto al pago de dividendos”. Además, las condiciones de todas las emisiones de bonos y deuda que las diversas filiales de PDVSA llevaron a cabo entre 1991 y 2004 (así como las de los empréstitos bancarios contratados durante este período) tienen en común que, entre muchas otras cosas, limitan severamente la capacidad de estas filiales para declarar dividendos.

Por estas razones, como se puede apreciar en el Cuadro C9, los dividendos declarados por Citgo entre 1990 y 1998 se redujeron significativamente a comparación de aquéllos declarados entre 1986 y 1989, tanto en términos absolutos como en relación a la capitalización y al patrimonio de la compañía (ambos crecieron aceleradamente durante este período). Hay que aclarar que, entre 1986 y 1989 inclusive, los dividendos que Citgo declaró se repartieron a partes iguales entre las dos empresas que detentaban sus acciones (Southland Corporation, por un lado, y PDVSA, por el otro). De allí la diferencia entre los dividendos totales declarados y los correspondientes a PDVSA en esos años. A partir de 1990, PDVSA ha sido la única destinataria de los dividendos de Citgo, merced a su adquisición de la totalidad del paquete accionario de esta compañía.

CUADRO C9: CITGO. DECLARACIÓN ANUAL DE DIVIDENDOS 1986–2004 (MMUSD)

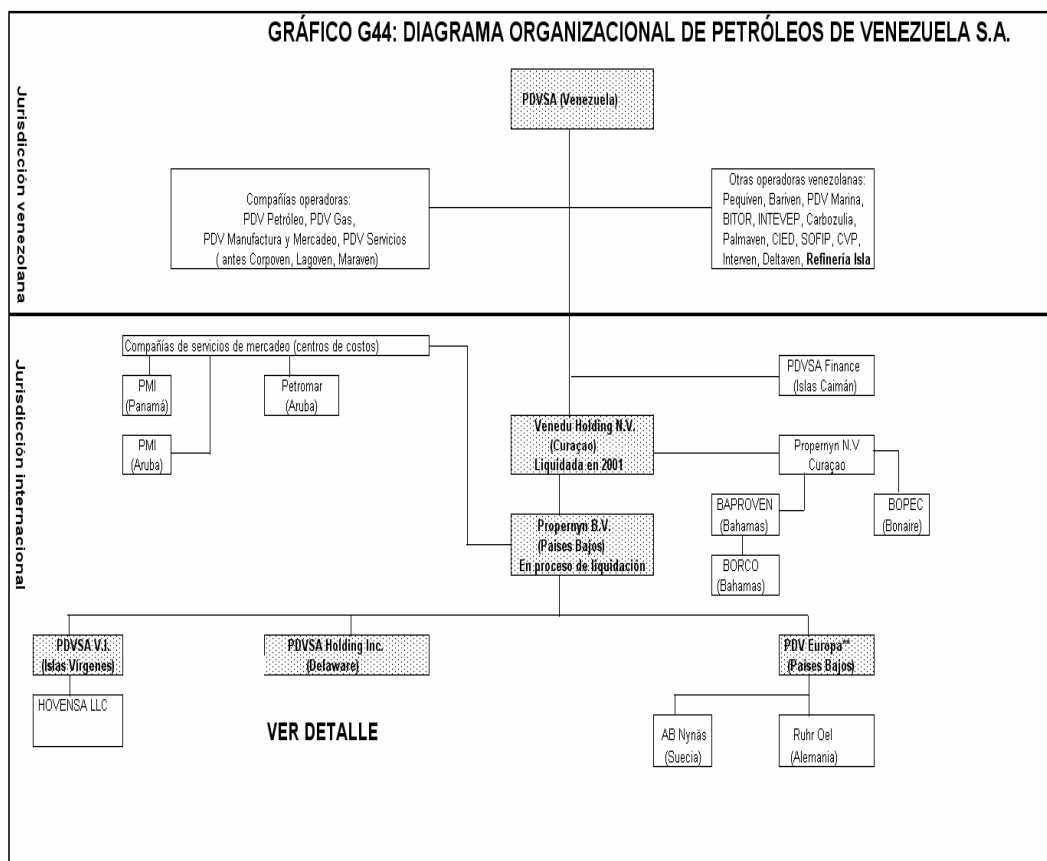
	Monto total declarado	Monto correspondiente a PDVSA
1986*	0	0
1987*	0	0
1988*	80	40
1989*	80	40
1990	0	0
1991	8	8
1992	43	43
1993	28	28
1994	0	0
1995	0	0
1996	0	0
1997	6	6
1998	486	486
1999	15	15
2000	225	225
2001	373	373
2002	0	0
2003	500	500
2004	400	400
GRAN TOTAL	2,244	2,164

* Participación de PDVSA en Citgo = 50%

FUENTE: CITGO

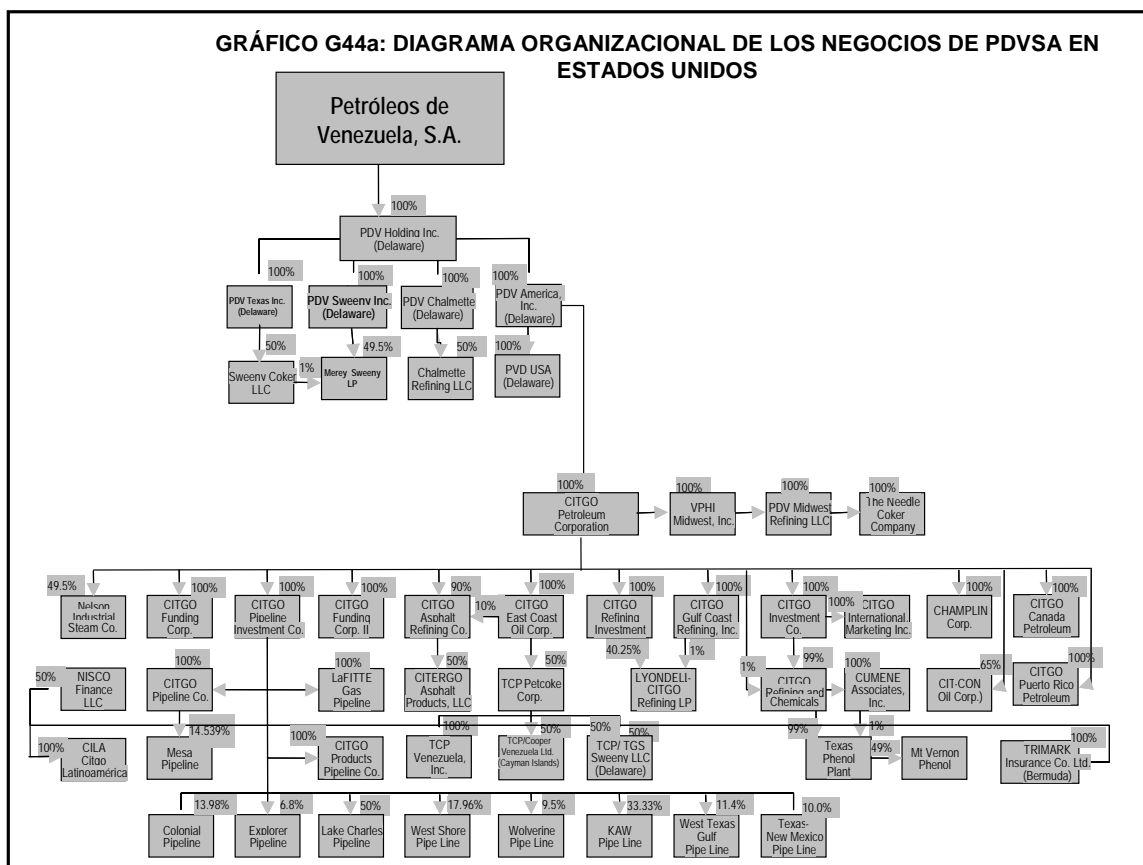
Gracias a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, la mayoría de los dividendos declarados por estos negocios permanecieron en el circuito internacional de PDVSA. Por ello, cuando se habla de los dividendos generados por la internacionalización, siempre conviene distinguir entre los montos que se han declarado, por un

lado, y los montos que efectivamente llegaron a Venezuela por la vía de la repatriación de los mismos, por el otro.

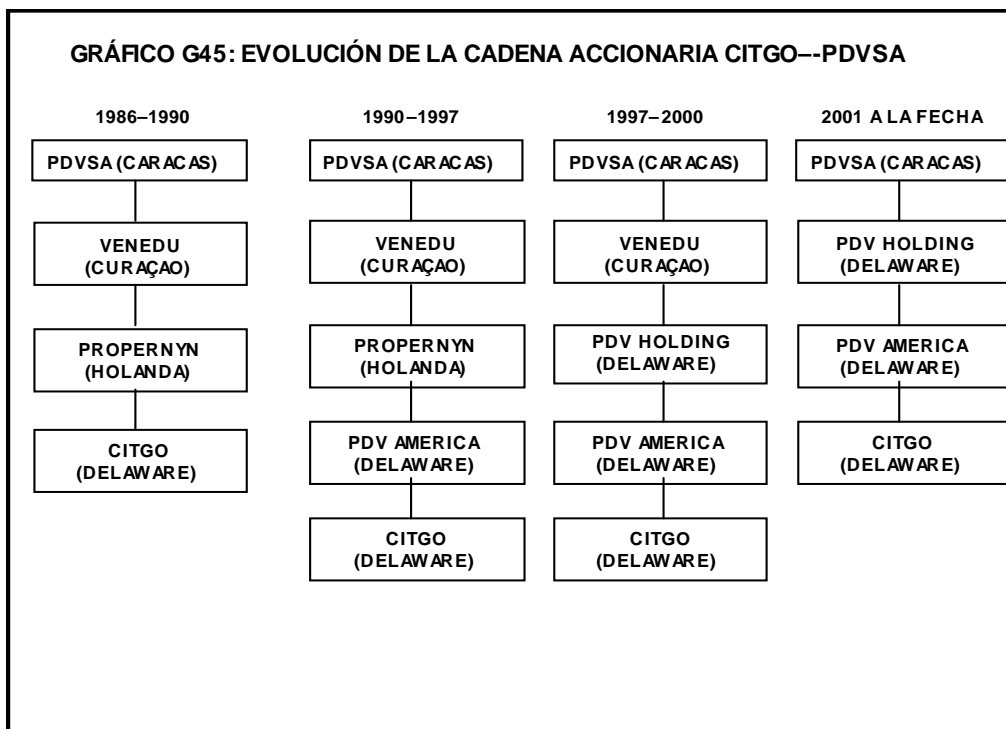


Como se puede apreciar en los Gráficos G44 y G44a, PDVSA no es la matriz directa de Citgo ni de ninguna otra de sus filiales internacionales (con la excepción de Refinería Isla). Interpuestas entre las filiales y PDVSA siempre ha habido una serie de compañías tenedoras de acciones, las cuales eran las destinatarias legales de los dividendos o ganancias provenientes de estas filiales. En el Gráfico G45, a manera de ejemplo, se ilustra la evolución a través del tiempo de la cadena accionaria de Citgo. Entre 1986 y 1990, la matriz de Citgo era una empresa tenedora de acciones llamada Properbyn B.V. domiciliada en los Países Bajos (hasta 1997, Properbyn fue la matriz remota de todos los negocios de refinación de PDVSA fuera de Venezuela, excepto Refinería Isla). La matriz de Properbyn, a su vez, era una compañía llamada Venedu Holdings N.V., domiciliada en Curazao. A partir de 1990, la matriz directa de Citgo pasó a ser PDV America, domiciliada en Delaware (Properbyn pasó a ser la matriz de PDV America, y Venedu continuó siendo la matriz de Properbyn). En abril de 1997, Properbyn transfirió todas las acciones de PDV America a una compañía llamada PDV Holding Inc., domiciliada en Delaware. Posteriormente, en diciembre de 2000, Venedu, Properbyn y PDV Holding, Inc.

transfirieron todas sus acciones a PDVSA en Caracas, y se procedió a liquidar Venedu (en estos momentos, Propernyn se encuentra en proceso de liquidación también).



Este tipo de estructura accionaria es de uso generalizado entre corporaciones con operaciones en diversos países, ya que permite escudar, desde un punto de vista tanto legal como fiscal, a una compañía matriz (y a sus accionistas, desde luego) de reclamos asociados a las operaciones de sus subsidiarias locales. Ahora bien, el programa de internacionalización constituye un ejemplo casi único de utilización de este tipo de estructura en contra de los intereses económicos del accionista: a lo largo de la historia del mismo, el principal papel de las filiales tenedoras de acciones en el exterior fue el de mantener las ganancias generadas por las refinerías (principalmente a través de los descuentos en el precio de sus suministros) dentro del circuito de negocios internacionales de PDVSA, en lugar de remitirlos al accionista a Venezuela. Por esta razón, entre 1986 y 1998 inclusive no se repatrió a Venezuela ni un solo dólar de dividendos o ganancias provenientes de cualquier filial internacional de PDVSA. El monto total de dividendos declarados o distribuidos por las filiales durante este periodo asciende a 717 MMUS\$, correspondientes en su casi totalidad a filiales localizadas en los Estados Unidos (durante este período, las distribuciones de Ruhr Oel fueron negativas – por un total de 88,7 MMUS\$ – y cancelaron las distribuciones positivas de Nynäs por un total de 89,8 MMUS\$).



La mayoría de los activos comprendidos en el programa de internacionalización se encuentran en territorio de los Estados Unidos, un país con el cual Venezuela no suscribió un tratado de doble tributación sino hasta fechas relativamente recientes (1999). Dada la inexistencia de un tratado de esta naturaleza, cualquier dividendo repatriado proveniente de las filiales de PDVSA en Estados Unidos habría sido sujeto de un impuesto de retención del 35 por ciento. Sin embargo, la preferencia de PDVSA de reinvertir todas las ganancias retenidas de sus filiales no fue una respuesta a problemas de doble tributación.

En primer lugar, hasta 1998 inclusive, los dividendos o distribuciones de ganancias provenientes de los negocios europeos de PDVSA se remitieron a Propernyn B.V., una empresa domiciliada en un país que sí tenía un tratado de doble tributación con Venezuela. Estos flujos no se remitieron a Venezuela, no obstante que hacerlo no hubiera planteado ninguna complicación de doble tributación.

En segundo lugar, la inexistencia de un tratado de doble tributación de hecho no impidió que Citgo declarara dividendos (aunque fueran exiguos) y, más aún, tampoco impidió que dichos dividendos salieran de Estados Unidos *sin causar impuestos de retención del 35 por ciento*. Esto obedece a que los dividendos fueron remitidos a Propernyn, una empresa domiciliada en un país que sí tenía un tratado de doble tributación con Estados Unidos. Una vez en posesión de los dividendos, Propernyn tomaba ventaja del tratado impositivo trilateral Países Bajos-Aruba-Antillas Neerlandesas (*Belastingregeling voor het Koninkrijk*) para enviarlos a su matriz, Venedu Holdings, en Curazao, sin por ello exponerse a pagar impuestos. Estos fondos se podrían haber repatriado a Venezuela desde Curazao, ya que hasta el año 2000 inclusive, las compañías antillanas como Venedu tenían derecho a

acogerse a la red de acuerdos de doble tributación de los Países Bajos) (y Venezuela había suscrito un tratado de doble tributación con los Países Bajos). En lugar de eso, PDVSA siempre optó por recircular dichos fondos, canalizándolos hacia las filiales de PDVSA en el exterior para la adquisición de nuevos activos de refinación, generalmente bajo la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, y casi siempre convertibles (a opción de Venedu) en acciones ordinarias de las filiales. El Cuadro C10 muestra el saldo de los préstamos y vehículos de financiamiento interfiliales de Venedu durante 1993, año en el cual este saldo registró su máximo nivel histórico.

CUADRO C10: VENEDU. SALDO DE NOTAS POR COBRAR A ENTIDADES AFILIADAS (EJERCICIO 1991-2)

Concepto	Monto (MMUSD)		Tasa de interés anual (%)
	1991	1992	
Línea de crédito PMI*-Citgo	428.1	428.1	9.9
Préstamo para la adquisición del 50% de Citgo**	250	250	0
Nota promisoría para la adquisición del 50% de Uno-Ven ***	170.3	160.4	0
Nota promisoría para contribución al capital social de Baproven Ltd.***	0	15.6	0
Nota promisoría para adquisición de BOPEC***	60.3	56.8	0
Nota promisoría para PDV Europe***	171.2	161	0
Nota promisoría para financiar inversión adicional en Ruhr Oel***	0	30	0
Otros	7.5	13	-
TOTAL	1,087	1,115	

* PDVSA Marketing International (Panamá)

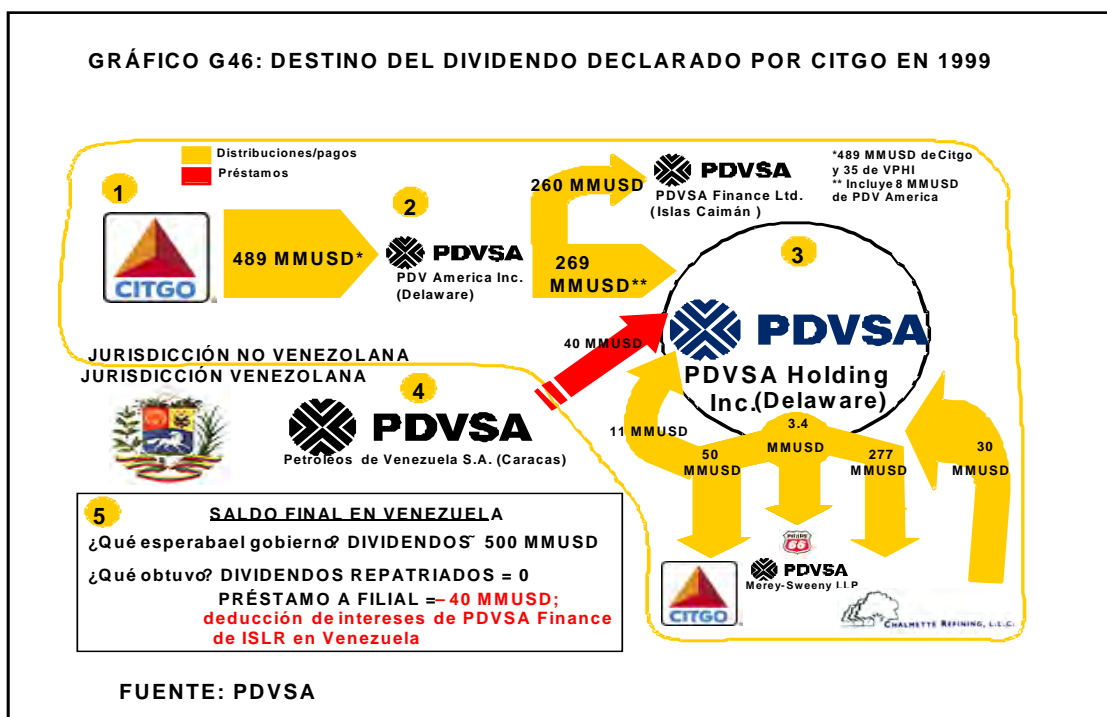
** Préstamo subordinado en derecho de cobro a cualquier otra obligación de Propernyn B.V.

*** Las notas promisorias no causaban interés, eran pagaderas a la vista a solicitud del acreedor y eran convertibles en acciones ordinarias de las afiliadas a opción del acreedor

Fuente: PDV America

La firma del convenio de doble tributación entre Estados Unidos y Venezuela no se tradujo en un aumento en la repatriación de dividendos provenientes de las filiales de PDVSA en Estados Unidos. La firma de este tratado coincidió con la llegada del presidente Chávez al poder en Venezuela, la cual también se tradujo en un aumento inmediato en los dividendos declarados por Citgo. Si bien el 93 por ciento de los dividendos de Citgo correspondientes a PDVSA entre 1986 y 2005 se han declarado durante los años que el presidente Chávez lleva en el poder, durante los primeros años de su gobierno, dichos dividendos nunca se repatriaron. Por ejemplo, en 1999, a raíz del colapso en los precios internacionales del petróleo, el presidente Chávez giró instrucciones para que Citgo contribuyera a aliviar la grave crisis económica por la que atravesaba el gobierno venezolano en esos momentos. En respuesta a esta instrucción, Citgo declaró 486 MMUS\$ en dividendos para el ejercicio de 1998 (cifra que excedía en 401 MMUS\$ a los dividendos totales declarados por esta filial durante los ocho años en los que PDVSA había sido su único accionista). Este dividendo, aunado a 35 MMUS\$ provenientes de la refinería de Lemont, se declaró en beneficio de su matriz directa, PDV America, la cual a su vez utilizó la mitad de los fondos (260 MMUS\$) para adquirir bonos emitidos por PDVSA Finance. El beneficiario de los ingresos generados por la venta de dichos bonos era la misma PDVSA, por lo que esta compra fue

equivalente a que PDVSA se hiciera un auto-préstamo, con el beneficio adicional de que los intereses pagaderos por los bonos serían deducibles del impuesto sobre la renta en Venezuela. PDV America remitió a PDV Holding el resto del dividendo (269 MMUS\$), y ésta, a su vez, procedió a distribuir la totalidad de estos fondos entre varios de los negocios de PDVSA en los Estados Unidos (¡incluyendo a la misma Citgo!). Con esto, no quedó nada del dividendo original que se pudiera remitir a Venezuela. Pero además, desde Venezuela, PDVSA extendió un préstamo interfiliar a PDV Holding Inc. por un monto de 40 MMUS\$. Por lo tanto, en términos de flujos netos, el resultado de una instrucción por medio de la cual el gobierno esperaba que entraran a Venezuela aproximadamente 520 MMUS\$ para enfrentar una emergencia económica y financiera aguda, fue un saldo negativo de 40 MMUS\$ (Gráfico G46).



La declaración de dividendos por parte de las filiales de PDVSA en Estados Unidos ha crecido a partir del año 2000 (excepción hecha del año 2002), como consecuencia en parte de la mejoría en las condiciones del negocio de refinación en este país, pero sobre todo por la presión ejercida por representantes de PDVSA en las respectivas juntas directivas. Además, la proporción de dividendos repatriados también ha ido en aumento: entre 2000 y 2004 inclusive, la suma asciende a 1,319 MMUS\$ (Cuadro C11).

CUADRO C11: PDVSA. REPATRIACIÓN DE DIVIDENDOS* DE NEGOCIOS EN EL EXTERIOR 1986–2004 (MMUSD)

	Estados Unidos	Europa	Otros**	Total	Estados Unidos (%)	Europa (%)	Otros (%)
1986	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	40	0	0	0	100	0
2000	252	303	0	252	45	55	0
2001	555	193	0	555	74	26	0
2002	12	12	0	12	50	50	0
2003	0	240	7	0	0	97	3
2004	500	678	105	500	39	53	8
GRAN TOTAL	1,319	1,465	112	1,431	46	51	4

* Netback de Ruhr Oel a PMI repatriado a Venezuela

** Islas Vírgenes Americanas, Antillas Holandesas, Bahamas

FUENTE: PDVSA

Esta cifra no incluye un saldo neto *negativo* asociado a los 500 millones de dólares que PDV Holding declarara como dividendo en el año 2003 (ésta cifra es neta de un impuesto de retención del 5 por ciento al dividendo bruto declarado de 526 MMUS\$). Estos fondos efectivamente se remitieron a Venezuela (como se indica en el Cuadro C12), pero se utilizaron en su totalidad para liquidar el capital remanente de la emisión de bonos de PDV America de 1993. La deuda se retiró desde Venezuela y no en Estados Unidos porque, en el momento en que se llevó a cabo la emisión de bonos, PDV America (el ente emisor) remitió los fondos de la misma a PDVSA en Caracas y recibió de esta última notas espejo por el mismo monto de dinero, a la misma tasa de interés (mediante este mecanismo sencillo de ingeniería financiera, los intereses asociados a esta deuda siempre se pagaron desde Venezuela y, por lo tanto, se dedujeron de las obligaciones de PDVSA por concepto de impuesto sobre la renta). Los dividendos repatriados a Venezuela atrajeron una tasa de impuesto sobre la renta del 29 por ciento (generando ingresos de 149 MMUS\$ para el fisco venezolano), pero los fondos utilizados para liquidar la deuda se dedujeron de las obligaciones de PDVSA por este mismo concepto a una tasa del 50 por ciento (generando deducciones por un total de 250 MMUS\$). La diferencia entre la tasa impositiva aplicable al dividendo, por un lado, y la aplicable para efectos de las deducciones de impuestos asociadas a la recompra de la deuda, por el otro, se tradujeron en una pérdida neta para el fisco venezolano de 100 MMUS\$.

CUADRO C12: PDVSA. FLUJO DE DIVIDENDOS DE NEGOCIOS EN ESTADOS UNIDOS 1986-2004 (MMUSD)

	Citgo	PDV VPHI (Lemont)	A PDV America*	De PDV America	PDV Chalmette	PDV Sweeny	A PDV Holding**	De PDV Holding***	Neto a PDVSA
1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	40	0	40	40	0	0	40	0	0
1989	40	0	40	40	0	0	40	0	0
1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	8	0	8	8	0	0	8	0	0
1992	43	0	43	43	0	0	43	0	0
1993	28	0	28	28	0	0	28	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	6	0	6	6	0	0	6	0	0
1998	486	35	521	261	30	0	291	0	0
1999	15	38	53	4	0	0	4	0	0
2000	225	0	225	225	0	0	225	252	252
2001	373	106	479	479	21	62	562	555	555
2002	0	0	0	0	0	12	12	12	12
2003	500	0	500	500	0	0	500	500	0
2004	400	0	400	400	68	17	485	500	500
GRAN TOTAL	2,164	179	2,343	2,034	119	91	2,244	1,819	1,319

* A Propemyn hasta 1990

** A Venedu hasta 1997

** Neto de impuestos de retención en Estados Unidos

FUENTE: PDVSA

No obstante la mejoría en las condiciones del negocio de refinación en Estados Unidos, Citgo todavía no puede remitir a su accionista dividendos cónsonos con la rentabilidad de sus operaciones. Esto se debe a que aún están en circulación bonos y empréstitos que obligan a Citgo a no declarar dividendos por más de la mitad de sus ganancias netas. Por ello, PDVSA ha asumido como una prioridad estratégica urgente el refinanciamiento de los pasivos a largo plazo de Citgo, con el fin de que los pagos de dividendos al accionista puedan incrementarse en un monto que refleje el buen momento por el que atraviesa el sector de refinación en el mundo. Pero aún si todos los dividendos potencialmente declarables se repatriasen a Venezuela en el futuro, esto de ninguna manera alterará el hecho de que el programa de internacionalización en su conjunto (y la inversión en Citgo, en particular) habrá representado un cuantioso sacrificio fiscal de parte del gobierno venezolano, ya que el valor presente neto de los precios preferenciales concedidos a las filiales en el exterior desde 1986 (aún calculado con tasas de descuento conservadoras) excede la suma de los dividendos previsibles.

El comportamiento del pago de dividendos por filial a través del tiempo se detalla a continuación.

Bopec: La rentabilidad de las operaciones de esta filial siempre ha sido muy modesta: sus ganancias netas acumuladas desde 1990 a finales de 2004 ascienden apenas a 26,7 MMUS\$ (cifra equivalente a la mitad de la suma que PDVSA pagó por estas instalaciones). Estas

ganancias, transferidas en su totalidad a PDVSA tras el cierre de cuentas del año 2004, son responsables del 0,6 y 0,9 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Borco: La rentabilidad de las operaciones de esta filial siempre ha sido muy pobre, y los flujos de caja generados en la misma jamás han estado cerca de justificar los 120 MMUS\$ que PDVSA pagara por adquirir estas instalaciones. Las ganancias retenidas se han utilizado en su mayoría para reinversión y de hecho no han bastado para este propósito. Por ello, en 2001, Borco contrajo una deuda de 14 MMUS\$ con PDVSA. Dicha deuda se saldó con las ganancias retenidas del período 2002–2004, las cuales son responsables del 0,3 y 0,5 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Citgo: Desde 1986 y hasta 2004 inclusive, Citgo ha declarado un total de 2,164 MMMUS\$ en dividendos correspondientes a PDVSA. De este monto, 93 por ciento (1,999 MMMUS\$) se declararon durante la administración del presidente Chávez. De esta suma, a su vez, 1,166 MMMUS\$ no ingresaron a Venezuela, y se recircularon hacia los negocios de PDVSA en el exterior, o bien se utilizaron para la recompra de bonos emitidos por PDV America. Los dividendos que Citgo ha declarado desde el año 1999 causan impuestos de retención normales (del 5 por ciento) en los Estados Unidos. Citgo ha sido responsable del 51 y 35 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

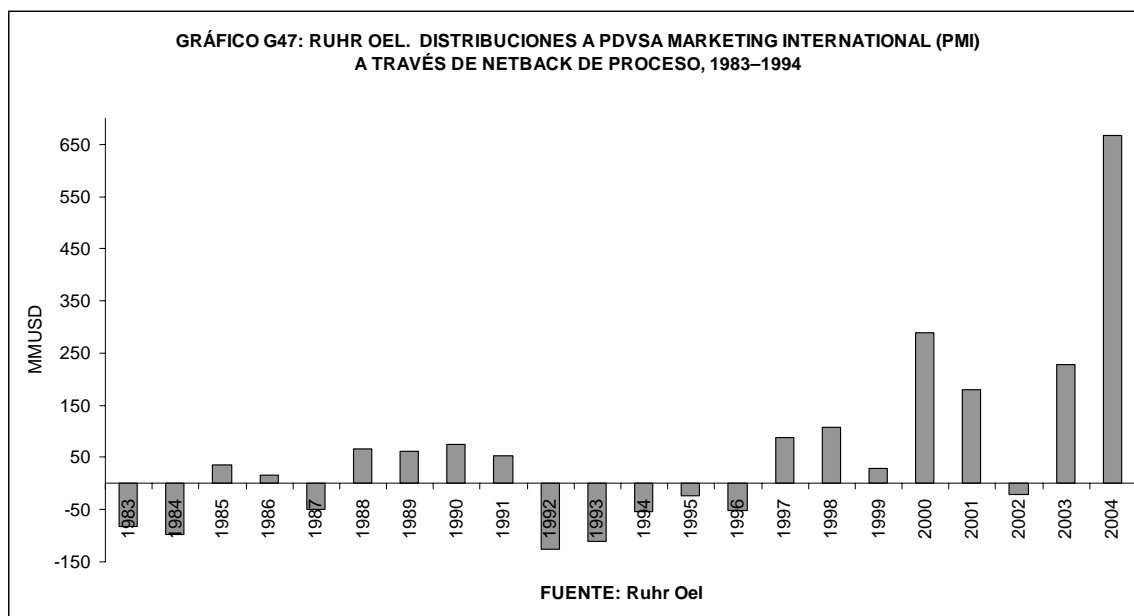
Citgo Asphalt: Citgo es el beneficiario de los dividendos de Citgo Asphalt. El monto acumulado de dichos dividendos hasta 2004 inclusive es de 376 MMMUS\$.

Hovensa: Esta filial declaró dividendos por un total 200 MMUS\$ entre 1999 y 2004 inclusive. De este monto, 56 por ciento (112,5 MMUS\$) corresponden al dividendo de 2004. Solamente el 35 por ciento de los dividendos totales que Hovensa ha declarado han ingresado a Venezuela. Los dividendos declarados para los ejercicios 1999–2003 (90 MMUS\$) se utilizaron íntegramente para repagar deuda de PDVSA V.I. hacia Hess Oil Virgin Islands Corp. Del dividendo de 2005, 41,8 MMUS\$ se utilizaron para el repago de deuda a Hess y 70,6 MMUS\$ se utilizaron para el repago de deuda de Hovensa hacia PDVSA. Sin embargo, antes de usarse para el repago de deuda contraída con Amerada Hess, los dividendos de Hovensa se envían a Venezuela. Esta práctica conlleva pérdidas para el fisco venezolano, debido a las distintas tasas de impuesto sobre la renta aplicables a los ingresos por concepto de dividendos (29 por ciento) y las deducciones por pago de intereses (50 por ciento). En total, estas pérdidas fiscales ascienden a 19 MMUS\$ para los años 2000–2004. Sin incluir el efecto de estas pérdidas, Hovensa ha sido responsable del 4,7 y 2,4 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Lyondell–Citgo: Citgo es el beneficiario de las distribuciones a los accionistas de la asociación Lyondell–Citgo. El monto acumulado de estas distribuciones hasta 2004 inclusive es de 1,085 MMMUS\$.

Nynäs: Esta filial no declaró ningún dividendo entre 1986 y 1992, año en que la empresa finlandesa Neste Öy (después Fortum, hoy Neste Oil) substituyó a la firma sueca Axel Johnson como socio de PDVSA en la misma. A partir de entonces, Nynäs ha declarado un dividendo anual del 12,5 por ciento del valor de su patrimonio, a manera de pago de deuda a largo plazo contraída con Propernyn. En términos monetarios, el valor de este dividendo ha oscilado entre los 10–15 MMUS\$ (dependiendo de la tasa de cambio entre el dólar estadounidense y la corona sueca). Hasta el año 1998 inclusive, los dividendos de Nynäs no ingresaron a Venezuela, sino que se retuvieron en Curazao. Nynäs ha sido responsable del 3,8 y 2,5 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Otras filiales de PDV Holding Inc.: Aparte de Citgo, PDV Holding Inc. es la matriz de PDV America, VPHI (matriz de PDV Midwest, antes Uno–Ven), PDV Chalmette (matriz de Chalmette Refining LLC) y PDV Sweeny/PDV Texas (matrices de Merey–Sweeny LLC). En su conjunto, estas compañías han declarado un total de 833 millones de dólares en dividendos correspondientes a PDVSA entre 1998 y 2004 inclusive. El 74 por ciento de los dividendos totales que estas filiales han declarado han ingresado a Venezuela. En su conjunto, estas compañías han sido responsables del 9,2 y 10,08 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.



Ruhr Oel: Debido a la forma como está estructurada, esta filial no declara dividendos como tales. Sus retribuciones al patrimonio se hacen mediante el pago del *netback* de proceso a los accionistas. En el caso concreto de PDVSA, este *netback* se recibe sin que medie el pago de impuestos ya sea de Alemania o de los Países Bajos. El Gráfico G47 muestra el comportamiento en el tiempo de las distribuciones de Ruhr Oel a PDVSA. Como se puede apreciar, el negocio de Ruhr Oel fue muy modesto hasta fechas relativamente recientes. Además, hasta el año de 1998 inclusive, el *netback* de proceso nunca llegó a Venezuela, sino que se retuvo en Curazao. No obstante lo anterior, y a pesar de que la capacidad del sistema de Ruhr Oel a disposición de PDVSA es relativamente limitada a comparación con la de Citgo, por ejemplo, Ruhr Oel ha sido responsable del 30,3 y 48,4 por ciento de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Comentarios

Desde 1983 y hasta 2004 inclusive, las filiales de PDVSA en el exterior han declarado o distribuido un total de 4,239 MMMUS\$ en ganancias y dividendos correspondientes a PDVSA. De este monto, 83 por ciento (3,52 mil millones de dólares) se han declarado o distribuido durante la administración del presidente Chávez. Sin embargo, debido a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, el 33 por ciento de los dividendos y distribuciones acumulados (1,4 mil millones de dólares) jamás ingresó a Venezuela, y se recirculó hacia los negocios de PDVSA en el exterior.

El tratamiento contable dado a los dividendos declarados por las filiales de PDVSA ha sido generalmente el de una cancelación parcial de deuda contraída con sus respectivas matrices. La repatriación de dividendos a PDVSA, cuando ha ocurrido, se ha hecho de la misma forma (o sea, como una cancelación parcial de deuda con la matriz en Caracas). Los dividendos repatriados, por lo tanto, han ingresado a cuentas generales de PDVSA, con lo cual han pasado a formar parte del ingreso gravable para efectos del impuesto sobre la renta de la corporación. Debido al colapso en la recaudación del impuesto sobre la renta, es probable que dichos dividendos repatriados se hayan diluido en su totalidad en las deducciones del impuesto sobre la renta de PDVSA, y que el accionista último de PDVSA (la República) terminara por no recibir ni siquiera una fracción de los montos repatriados. El dividendo de Citgo correspondiente al primer trimestre de 2005 marca la primera ocasión en que la totalidad de un dividendo repatriado (neto del pago de impuestos correspondiente) se ha canalizado directamente a las manos del gobierno de la República.

Si se suman los dividendos repatriados a Venezuela a los costos totales del mismo, se obtiene un saldo negativo de 7,86 MMMUS\$ en dólares nominales (11,4 MMMUS\$ en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10 por ciento, el valor presente neto de las diferencias anuales entre ingresos y egresos asociadas al programa asciende a 20,2 MMMUS\$. Aunque este cálculo no toma en cuenta los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983–2004) ni de Nynäs (antes de 1998), de todas maneras constituye la mejor aproximación hasta el momento del costo real del programa para el pueblo de Venezuela.

CONCLUSIONES: PLENA SOBERANÍA PETROLERA VERSUS INTERNACIONALIZACIÓN

El impacto del programa de internacionalización sobre los ingresos y el alcance territorial, más que la rentabilidad, de las operaciones de PDVSA es lo que ha permitido a sus defensores presentar a éste como el máximo logro de una gerencia progresista que, en menos de dos décadas, transformó a PDVSA en una “corporación energética global”. En este informe se ha demostrado que, en realidad, esta transformación no involucró una mejoría tangible en las condiciones del negocio petrolero venezolano y solamente se logró a un costo exorbitante – y nunca reconocido abiertamente – para el país y sus ciudadanos.

En realidad, la internacionalización siempre giró alrededor de un objetivo fiscal: reducir la carga impositiva de PDVSA transfiriendo ganancias fuera de Venezuela e importando costos a Venezuela, para luego recircular los flujos generados a través de un complejo esquema basado en el endeudamiento externo y el uso de vehículos de ingeniería financiera domiciliados en paraísos fiscales, refractarios al escrutinio fiscal y accionario. Es decir, la internacionalización no ha sido más que un mecanismo de transferencia de ganancias y de lavado de dinero, montado por PDVSA a espaldas, y en contra, del gobierno de la República. La falta de transparencia y la desinformación deliberada han sido siempre los sellos distintivos del programa, desde su comienzo mismo. En este sentido, no es casual que Humberto Calderón Berti, ministro de Energía y Minas en la administración copeyana de Luis Herrera Campíns, declara tras la firma del convenio de asociación de Ruhr Oel que si él hubiera informado al Congreso venezolano de las negociaciones en torno a este convenio, PDVSA se hubiera rehusado a seguir adelante con él. En este sentido, vale la pena recordar también que Andrés Sosa Pietri admitió abiertamente en sus memorias que PDVSA había adquirido las terminales de Bahamas y Bonaire (a un costo muy elevado) con el propósito principal de evadir la cuota de producción OPEP de Venezuela. Del mismo modo, Sosa Pietri reconoció que no obstante que el gobierno de Carlos Andrés Pérez había dado su consentimiento a PDVSA de adquirir la totalidad de Citgo en el entendido explícito de que PDVSA llevaría su participación de regreso al 50 por ciento tan pronto como fuera posible, PDVSA nunca tuvo la menor intención de respetar este acuerdo.

Los recursos con los que se implementó este programa de hecho provinieron de Venezuela, principalmente en la forma de descuentos asociados al precio de más de seis mil millones de barriles de petróleo crudo. Por derecho, la gran mayoría de estos flujos tendría que haber terminado en las arcas del gobierno de la República.

Una de las principales prioridades del gobierno del presidente Chávez es eliminar los efectos negativos que sufre el erario público venezolano por causa del programa de internacionalización, principalmente a través del control fiscal de los precios de exportación (por vía del mecanismo de fórmulas públicas de precio para los crudos venezolanos de exportación). PDVSA terminará con los descuentos en los contratos de las filiales que controla al 100 por ciento, y buscará reestructurar los contratos de aquellas filiales que detenta en sociedad con otras compañías. Asimismo, identificará los activos que no sean medulares para su operación, y buscará su desincorporación al precio más ventajoso para su accionista, a quien remitirá los ingresos generados por la venta de activos. Por otro lado,

reestructurará los pasivos de las filiales que continúen formando parte de su sistema de tal forma que no se maniate la libertad de acción del gobierno de la República ni se comprometan por adelantado sus ingresos fiscales. Finalmente, PDVSA asegurará que sus filiales en el exterior remitan dividendos a Venezuela que sean cónsonos con la rentabilidad real de sus operaciones, para que éstos puedan ser utilizados en beneficio de los habitantes del país, que son los verdaderos dueños del petróleo que la meritocracia antinacional de la vieja PDVSA intentara apropiarse.
