

Serie Conciencia Petrolera

Juan Carlos Boué

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión



MFM
República Bolivariana de Venezuela
Ministerio de Energía y Minas

Fondo Editorial
Dario Ramirez

Serie Conciencia Petrolera

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión

Estudio realizado por:
Dr. Juan Carlos Boué
Investigador en Jefe
Oxford Institute for Energy Studies

a solicitud del Ing. Rafael Ramírez Carreño
Ministro de Energía y Minas de la
República Bolivariana de Venezuela



Fondo Editorial
Darío Ramírez

Serie Conciencia Petrolera

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión

© **Juan Carlos Boué, 2004**

Hecho el depósito de Ley

Depósito legal: If 7522004300770

ISBN: 980-05-0034-0

Coordinación: Dirección de Asuntos Públicos y Fundación Oro Negro

Edición: Rafael Carreño

Diseño de portada y diagramación: Víctor H. Morales

Corrección: Mario Flores y Manuel Bazó

Foto de portada: Refinería Lake Charles, EE.UU. Cortesía de PDVSA

Impresión: Editorial Exlibris C.A.

Ediciones del Ministerio de Energía y Minas

Caracas, 2004

Impreso en Venezuela

**Se permite la reproducción total o parcial del contenido
de esta publicación, siempre que sea citada la fuente.**

Índice

Prólogo	5
Internacionalización:	
definición, cronología, organización	17
Costos de adquisición e inversión	
y política de dividendos	25
Descuentos en el suministro de petróleo	
venezolano	31
Importación de costos	55
Auditoría externa	69
Deuda	73
Seguridad de colocación	81
La internacionalización durante	
el gobierno del Presidente Chávez:	
recuperación del control fiscal	87
Glosario	93
Siglas	95
Índice de mapas, gráficos y cuadros	97

Exportación de beneficios e importación de costos: paradoja de la 'internacionalización petrolera' venezolana

“...cabe destacar que el precio de venta de crudo inferior al precio de mercado, significa una transferencia al fisco norteamericano según el siguiente detalle: incrementa las ganancias de Citgo en 210 millones de dólares (en 1999), con un efecto de impuesto (norteamericano) estimado a la tasa nominal de 71 millones de dólares y disminuye las ganancias de PDVSA en 210 millones de dólares , lo cual representa una disminución nominal de impuesto sobre la renta venezolano de 142 millones”.¹

En 1976 se produjo una ruptura en la política petrolera venezolana. El inevitable curso hacia una nacionalización integral a partir de 1983, por virtud del principio constitucional vigente entonces de no otorgar nuevas concesiones petroleras y el vencimiento del 80% de las mismas en ese año, fue abortado por las transnacionales petroleras apelando al recurso de proponer, ellas mismas, una nacionalización anticipada, cortada a su medida.

¹ Rafael Darío RAMÍREZ CORONADO. 2000. *Informe del Comisario de PDVSA 1999*, Caracas.

Uno de los principales instrumentos de esa nacionalización *sui generis* fue el mantenimiento en el seno de las operadoras nacionalizadas de un cuerpo gerencial 'nativo', perfectamente entrenado en la filosofía y los intereses de las antiguas concesionarias. Ese cuerpo gerencial inició entonces el desmontaje de todo el andamiaje de control operativo y fiscal de la Nación sobre los recursos de hidrocarburos y su industria, trabajosamente forjado entre 1920 y 1973.

Ese desmontaje comenzó el primero de enero de 1976 con dos tipos de contratos firmados entre las antiguas casas matrices extranjeras y las nuevas 'operadoras' estatales: En primer lugar los contratos de 'asistencia técnica', por los que se pagaron 7.500 millones de dólares entre 1976 y 1979, los cuales no remuneraban la prestación de ningún servicio y se constituyeron simplemente en una forma de multiplicar la 'indemnización' que se pagó a las corporaciones extranjeras por acceder a ser nacionalizadas. En segundo lugar, fueron los contratos de comercialización, mediante los cuales se otorgaban descuentos gratuitos de hasta 49 centavos de dólar (contrato Lagoven-Exxon) y se arbitrabán mecanismos para no cumplir con las fijaciones de precios establecidos en el seno de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) .

Posteriormente, en cada una de las grandes iniciativas gerenciales expansivas y modernizadoras tomadas por la 'meritocracia' petrolera hasta 1998 se fueron quedando pedazos de la soberanía y del patrimonio nacional en:

- Un cambio de patrón de refinación con exagerados sobreprecios y diseñado para mantener y reforzar los

vínculos de las corporaciones extranjeras con sus antiguas filiales.

- Unos proyectos colosales de la Faja Petrolífera del Orinoco que contemplaban una inversión de 5.000 millones de dólares anuales, entre 1980 y 2000, fundamentados en la especulativa proyección de que en 1990 los precios del petróleo de 30 grados API estarían alcanzando los 60 dólares el barril, lo cual haría rentables y competitivas las diversas mezclas de crudos extrapesados con diluentes.
- El desmontaje del aparato de control y fiscalización encarnado en el Ministerio de Energía y Minas y en el Ministerio de Hacienda, simultáneamente con el envilecimiento de los instrumentos fiscales y soberanos específicos: la regalía petrolera minimizada y el valor fiscal de exportación eliminado.
- La multiplicación de planes y proyectos de inversión petrolera, bajo la filosofía de la 'siembra del petróleo en el petróleo'², independientemente de la rentabilidad neta para la nación. En este último tipo de operación

² En el diario *Ahora* del 14-7-1936 -bajo el título Sembrar el petróleo- Arturo Uslar Pietri propuso: "... *Es menester sacar la mayor renta de las minas para invertirla totalmente en ayudas, facilidades y estímulos (...) y fortificar la evolución productora del pueblo (...) La única política sabia y salvadora que debemos practicar, es la de transformar la renta minera en crédito agrícola, estimular la agricultura científica y moderna, importar sementales y pastos, repoblar los bosques, construir todas las represas y canalizaciones (...) mecanizar e industrializar el campo, crear cooperativas para ciertos cultivos y pequeños propietarios para otros...*" En contraste con lo que planteaba Uslar Pietri, la tendencia de la antigua PDVSA consistió en reinvertir el producto de la industria petrolera en la propia industria, minimizando la función social de la renta, de allí surge la crítica de 'sembrar el petróleo en el petróleo' (N. del E.).

encaja el programa de adquisición por parte de PDVSA de refinerías y otras instalaciones en el exterior conocido como 'internacionalización'.

En efecto, desde sus inicios en 1982, el programa de compra de refinerías en el exterior llamó la atención de todos aquellos que evaluábamos críticamente la gestión de la industria petrolera nacionalizada.

En las investigaciones promovidas en el Congreso ha quedado de manifiesto el hecho de que los consultores jurídicos de PDVSA y el Ministerio de Energía y Minas, de consuno con el Procurador General de la República, constituyeron un 'jurado complaciente' para escudriñar en los vericuetos de la Constitución Nacional y las leyes específicas del sector petrolero a fin de encontrar una fórmula que permitiera a la industria eludir la obligatoriedad de someter un contrato de evidente interés nacional a la consideración y aprobación por parte del Poder Legislativo.³

Aquellas fueron las primeras sospechas, despertadas por los sigilosos pasos dados por el entonces Ministro de Energía y Minas, Humberto Calderón Berti, para sacar del escrutinio público y legislativo el proyecto de adquisición de una refinería de Veba Oel en Alemania. Pero, a pesar de todas las críticas, y una temporal suspensión del programa en 1984, el 'poder petrolero' logró imponer su voluntad y extenderlo hasta sus magnitudes actuales, completada con las adquisiciones hechas en 1998.

³ Carlos MENDOZA POTTELLÁ. 1983. PDVSA: ¿Autonomía financiera o soberanía supranacional?. *Punto Socialista* N° 3, julio. Caracas.

En algunas publicaciones internacionales de principios de los años 90 se llegó a comentar críticamente la iniciativa de los petroleros venezolanos:

PDV's internationalisation drive, which began in Germany in 1983, has always been controversial. Critics said that the discounts PDV was obliged to apply on its heavy crude to meet German market specifications made the whole undertaking unprofitable.⁴ (El rumbo de la internacionalización de PDVSA, iniciada en Alemania en 1983, siempre fue controversial. Los analistas comentan que los descuentos que PDVSA estuvo obligada a ofrecer en su crudo pesado, para alcanzar las especificaciones del mercado alemán, convirtió en improductiva esta iniciativa).

De nada valieron las denuncias y los análisis internacionales, mucho menos las observaciones alimentadas tímidamente por las 'filtraciones' procedentes de anónimos venezolanos dignos que laboraban en la Dirección de Refinación del MEM, en los Departamentos de Comercio y Suministro de Lagoven y Maraven, en la propia PDVSA, o sustentadas en las cifras del folleto distribuido por PDV América en Wall Street, en cumplimiento de las normas de la *Securities and Exchange Commission* de EE UU para la emisión de bonos por mil millones de dólares en 1993.⁵ Todas esas objeciones eran dejadas de lado porque procedían del sector de los 'tradicionales enemigos de la industria', descalificados *a priori*, según la matriz de opinión impuesta y sosteni-

⁴ Maria KIELMAS. 1992. Little moves ahead of an explosion. *Petroleum Economist*, November. pp. 14-17.

⁵ SALOMON BROTHERS INC. 1993. *Prospectus \$1,000,000,000 PDV America Inc.*, New York.

da gracias al control previo de los principales medios de comunicación, con la censura y el veto que padecemos en carne propia entre 1975 y 1998.⁶

La “*integración de Venezuela hacia los mercados de consumo*” fue vendida al país como “*una estrategia indispensable para lograr un nivel aceptable de exportaciones en una base estable y confiable. Tal integración sería particularmente importante en la comercialización de crudos pesados/ extrapesados.*”⁷ Por el contrario, en el transcurso de los últimos 20 años se han acumulado evidencias suficientes para catalogar a esa ‘integración’ como contraria al interés nacional y lesiva del patrimonio público venezolano.

Sin embargo, el diseño y ejecución de ese programa, sustentado en grandes, masivas y eficientes falacias mediáticas, y en complicadas operaciones de ingeniería financiera, ha garantizado su perdurabilidad y colocado barreras contractuales tales que, todavía hoy, es muy difícil desmontarlas sin grandes pérdidas para la Nación.

A partir de 1998, con la llegada al poder del Presidente Chávez, comienzan a aparecer en las cifras oficiales las primeras certificaciones de las denuncias que venimos voceando desde 1983. Una prueba de ello es el análisis que al respecto hace el Comisario de PDVSA para 1999, Rafael Darío Ramírez C., a quien citamos en el epígrafe con una de sus constataciones para ese mismo año, objeto de su estudio.

⁶ Carlos MENDOZA POTTIÉLLA. 1995. *El poder petrolero y la economía venezolana*. Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico, Universidad Central de Venezuela, Caracas, pp. 211-243.

⁷ PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. 1982. *Planificación a mediano plazo (1983-1988), premisas y lineamientos preliminares*. Caracas.

Ahora, 20 años después de su inicio, tenemos una visión bastante más completa de esta operación de la meritocracia petrolera y sus lamentables resultados para el país: un negocio que para el año 2001 recibía, en 19 refinerías repartidas entre Estados Unidos, el Caribe, Alemania, Suecia, Bélgica y el Reino Unido, más del 40% de las exportaciones de crudo de Venezuela. Con ese volumen de crudo producía, ese mismo año, 26.927 millones de dólares en ingresos por ventas, pero generaba una ganancia en operaciones de sólo 638 millones de dólares, procedentes, a su vez, del descuento de 936 millones de dólares hecho por PDVSA a sus filiales, lo cual comportó, consecuentemente, una pérdida real para el accionista, la Nación venezolana, de 298 millones de dólares, mientras que simultáneamente se realizaban nuevas inversiones en esas mismas filiales por 517 millones de dólares adicionales.

Retrocediendo desde 2001, hasta 1991 es posible seguir el rastro a cifras con proporciones similares entre ingresos brutos, descuentos, ganancias ficticias, pérdidas reales y nuevas inversiones. Entre 1983 y 1990, ambos inclusive, ni siquiera existía la púdica hoja de parra de las 'ganancias operativas antes de impuesto'... todo era pérdida.

Creemos que se necesitan muchos y superlativos adjetivos para poder explicar el significado negativo de estas cifras para Venezuela. Pero entendemos la necesidad de un abordaje objetivo y mesurado de la cuestión. Así pues, dejemos hablar a Juan Carlos Boué.

Este autor mexicano ha dedicado muchos años a la realización de una investigación seria, severa y minuciosa, 'en fuerza de documentos ciertos e incontrastables' (como se propuso, citando la recomendación

de un cronista de Indias de hace más de dos siglos)⁸ sobre el programa de adquisición de refinerías y otros activos en el exterior desarrollado por Petróleos de Venezuela desde 1982. Convertido en tesis doctoral, su trabajo fue publicado en 1997 por la Universidad de Oxford bajo el título de *“The Political Control of State Oil Companies. A Case Study of the International Vertical Integration Programme of Petroleos de Venezuela”*.

Boué ha contribuido como nadie a develar la verdad escondida detrás de la intrincada trama urdida por el *poder petrolero* que rigió a nuestra industria y a Venezuela toda hasta enero de 2003. A pesar de todos los vetos y velos mediáticos desarrollados por ese poder petrolero, los trabajos de Boué se han convertido en un valioso instrumento en la lucha por el rescate de la soberanía nacional sobre su industria, conculcada por una clase tecnocrática al servicio, en principio, de sus propios y particulares intereses de casta privilegiada, pero sobre todo, y de manera desproporcionada, al interés de sus poderosos socios extranjeros.⁹

Hasta ahora, las constataciones de Boué, científicamente inobjectables, han quedado confinadas al redu-

8 Don Juan Bautista MUÑOZ Y FERRANDIS. 1793. Historia del Nuevo Mundo. Madrid [citado por Boué en El Programa de internacionalización de PDVSA: ¿Triunfo estratégico o desastre fiscal?. *Revista Venezolana de Economía y Ciencias Sociales* 8 (2): 237-282].

9 “El complejo esquema organizacional del sistema internacional de refinación y mercadeo de PDVSA... es el producto de la aplicación de criterios de ingeniería financiera orientados a canalizar las ganancias generadas en este sistema hacia un par de compañías tenedoras de acciones que han fungido como matrices remotas de las filiales de refinación de PDVSA a lo largo de la mayoría de la historia del programa de internacionalización...” J. C. BOUÉ. (esta misma obra, p. 18).

cido círculo académico y político permeable a tales planteamientos por encontrarse inmerso desde hace años en el combate por una auténtica nacionalización de los recursos de hidrocarburos venezolanos. Pero, en esta oportunidad, el autor nos propone un texto que refleja una madura síntesis esencial de sus previos hallazgos y conclusiones, la cual puede ser de gran utilidad para generalizar, vale decir, vulgarizar, la verdad que enfrenta a la falacia. Manteniendo toda la serenidad, sindéresis y basamento fáctico que exigen los auténticos trabajos académicos, Boué concluye, con certeza y solidez, que la internacionalización no es otra cosa más que un mecanismo de importación de costos externos y transferencia de ganancias al exterior.

A esa conclusión arriba después de verificar, en primer lugar, que el total de 6.480 millones de dólares desembolsados en la adquisición de activos en el exterior y en sucesivos aportes patrimoniales y gastos de inversión, han significado *“un desembolso bruto de 1,27 US\$ por cada uno de los 5.070 millones de barriles de crudo venezolano que PDVSA ha enviado a proceso en refinerías de su propiedad entre 1983 y 2002 inclusive”*, para luego hacer constar que ese desembolso bruto, es neto, porque *“PDVSA ha permitido que sus filiales reten-gan, con propósitos de reinversión, prácticamente la totalidad de los flujos generados por sus operaciones, y nunca ha buscado su repatriación a Venezuela a través de la declaración de dividendos.”*¹⁰

En segundo lugar, continúa armando el círculo vicioso de ese increíble ‘negocio’ mediante la contabilidad de un descuento promedio durante ese mismo

¹⁰ J. C. BOUÉ, loc. cit., p. 26.

lapso y para ese mismo volumen total de crudo de “1,50 US\$ por barril, estimado a partir de las cifras reales (ajustadas por calidad) ” con el cual puede afirmar que “el costo de oportunidad potencial de los descuentos asciende a más de 7.500 MMUS\$ (hasta finales de 2002 inclusive).”¹¹

Finalmente, describe los mecanismos mediante los cuales se movilizan costos y ganancias entre la casa matriz venezolana y sus afiliadas externas, completando así la figura del perro que muerde su propia cola: “...los mecanismos de importación de costos y transferencia de ganancias que subyacen al programa de internacionalización son complementarios: mientras que el objetivo de los primeros es que contabilicen en Venezuela tantos costos como sea posible, el objetivo de los segundos es que suceda exactamente lo opuesto con los ingresos.”¹²

Nos coloca así, de manera incontrovertible, frente a una realidad que durante años había sido sólo esbozada con indicios, inferencias o sospechas maliciosas de los tildados como ‘enemigos de la industria’. Nuestras viejas y fragmentarias denuncias no concitaban el apoyo de los sectores ‘nacionalistas, pero moderados’ porque las cifras que se asomaban, con rudimentarios elementos de convicción, eran de una magnitud tal, que fácilmente podían ser atribuidas al estilo adjetivo, procedente de las torrenciales descargas de indignación, que distinguen siempre a los predicadores en el desierto. De hecho, al escribir estas líneas de reconocimiento a la objetiva, fría y contundente eficiencia ana-

¹¹ Ibid., p. 49.

¹² Ibid., p. 55.

lítica de los trabajos de Boué, no podemos dejar de expresar esa misma sensación, contenida a través de tantos años.

Y lo sentimos así, porque todavía falta mucho para que esa verdad sea reconocida universalmente. Porque todavía vivimos en un país cuya 'opinión pública' se solaza y conforma con los mitos banales impuestos por el imperio mediático que penetra en todas las esferas sociales y dicta las modas y límites de lo políticamente correcto, de lo democrático y hasta de lo supuestamente nacional.

Y en esto reside para nosotros la importancia capital del trabajo que estamos prologando. Porque se trata de un combate por la conciencia nacional. Se trata de llegar con hechos ciertos e incontrastables a sectores que han sido maleados y adormecidos por la prédica de la resignación ante la incursión avasallante de una postmodernidad apátrida y transnacional.

Pero se trata también que el discurso de Boué no quede para los que escribirán, dentro de un siglo, la historia definitiva de estos tiempos y constaten la certeza de sus investigaciones. Se trata de alimentar con esa realidad, aquí y ahora, el proceso de toma de decisiones en la industria petrolera y, en general, el de las decisiones políticas y económicas nacionales.

**CARLOS MENDOZA POTTELLÁ
Moscú, 3 de febrero de 2004.**

Internacionalización: definición, cronología, organización

La 'internacionalización' es un programa estratégico de inversiones de largo plazo, encaminadas a integrar verticalmente a través de la propiedad directa de activos, las actividades de exploración y producción de petróleo de PDVSA en Venezuela con las actividades de refinación, distribución, almacenamiento y mercadeo al detal de productos petrolíferos en algunos países que se cuentan entre los consumidores de petróleo más importantes del mundo.

El programa de internacionalización arrancó, hacia finales de 1982, con el establecimiento de una empresa mancomunada con Veba Oel en Alemania (Cuadro 1). Esta adquisición se realizó en las postrimerías del gobierno de Luis Herrera Campíns. El gobierno de su sucesor, Jaime Lusinchi, ordenó la suspensión del programa en 1984, debido a que percibía su costo como muy elevado y sus beneficios como demasiado inciertos. Sin embargo, el deterioro del mercado petrolero a partir de 1985 dio nuevo ímpetu al programa de internacionalización. En 1986, PDVSA adquirió una participación accionaria en cinco refinerías localizadas en Estados Unidos, Suecia y Bélgica, y arrendó la refi-

nería de Curazao del gobierno de las Antillas Neerlandesas, incrementando con esto su capacidad de refinación fuera de Venezuela en casi 600 MBD. A partir de entonces, 10 refinерías adicionales han pasado a formar parte del programa, el cual ahora abarca 19 refinерías localizadas en Estados Unidos, las Antillas Neerlandesas, las Islas Vírgenes Americanas, Alemania, Suecia, Bélgica y el Reino Unido (Mapas 1 y 2). En la actualidad, la capacidad de refinación a disposición de PDVSA fuera de Venezuela es cercana a los 2 MMBD. La compañía también posee un par de terminales de almacenamiento en el Caribe, y sus filiales en Estados Unidos y Alemania se cuentan entre los más importantes vendedores de gasolina y otros combustibles automotores destinados al consumidor final de esos grandes centros de consumo.

El complejo esquema organizacional del sistema internacional de refinación y mercadeo de PDVSA se presenta en el Gráfico 1. Esta estructura es el producto de la aplicación de criterios de ingeniería financiera orientados a canalizar las ganancias generadas en este sistema hacia un par de compañías tenedoras de acciones que han fungido como matrices remotas de las filiales de refinación de PDVSA a lo largo de la mayoría de la historia del programa de internacionalización: Propernyn B.V., domiciliada en los Países Bajos, y Venedu Holdings N.V., establecida en Curazao. Aunque la administración de la internacionalización nominalmente estaba a cargo de la filial Interven, esta compañía en realidad nunca cumplió otra función que no fuera la de recopilar información y preparar estadísticas y reportes de desempeño financiero y operativo. La tarea de concentrar y distribuir recursos para gasto e inversión dentro del marco del programa, en cambio,

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión



Mapa 1

Ubicación de las refinerías europeas en las que PDVSA ha adquirido participación accionaria.



Mapa 2

Ubicación de las refinерías y los terminales de almacenamiento adquiridos total o parcialmente por PDVSA en Estados Unidos, el Caribe y el Atlántico.

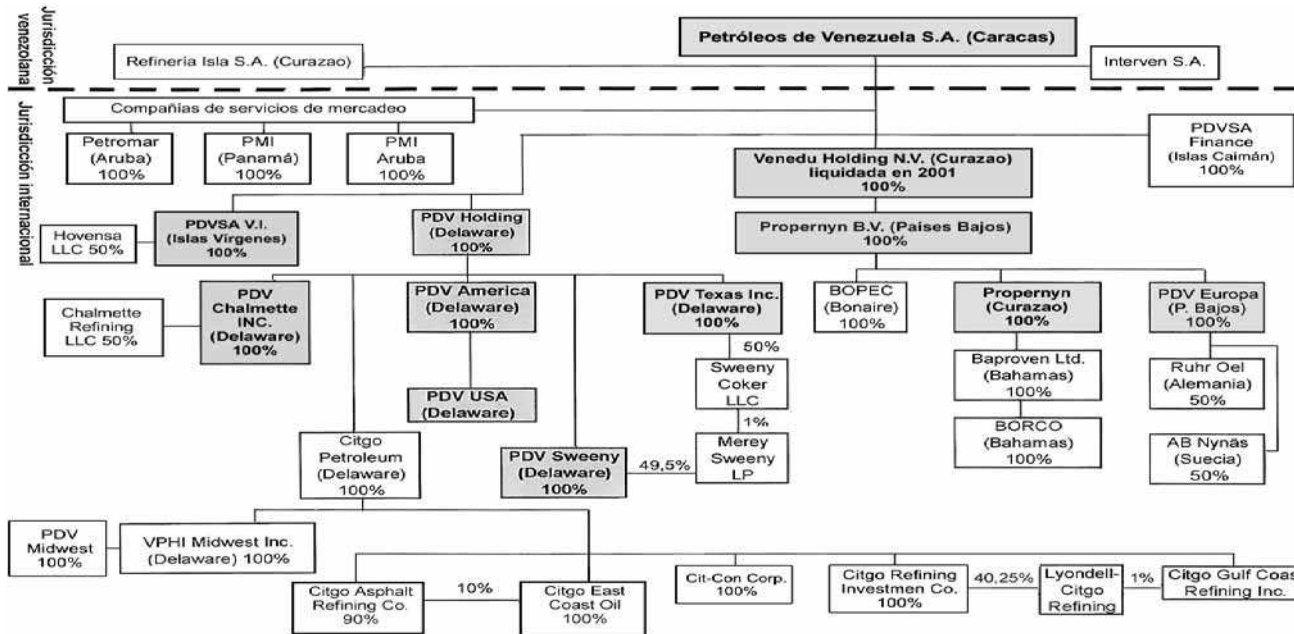


Gráfico 1

PDVSA: Diagrama organizacional simplificado del sistema internacional de refinación, almacenamiento y mercadeo. Los cuadros grises representan las empresas tenedoras de acciones (holdings). Los porcentajes reflejan la participación accionaria de PDVSA.

Quadro 1

PDVSA: Cronograma de adquisiciones de activos de refinación y almacenamiento fuera de Venezuela (1983-2002).

<i>Nombre y localización:</i>			<i>Participación</i>				<i>Capacidad</i>	<i>Costo</i>
<i>Refinerías</i>	<i>Fecha</i>	<i>País *</i>	<i>PDVSA</i>	<i>Socio (si aplica)</i>	<i>Vendedor (si aplica)</i>	<i>MBD/MMBI*</i>	<i>MMUS\$</i>	
Ruhr Oel GmbH., Gelsenkirchen	1983	RFA	50%	Veaba Oel	----	250	250	
Oberrheinische Mineraloelwerke GmbH., Karlsruhe •	1985	RFA	16,5%	Veaba Oel	----	174	55	
Erdoel Raffinerie Neustadt GmbH., Neustadt ••	1985	RFA	12,5%	Veaba Oel	----	144		
Refinería Isla (Curacao) S.A., Emmastad	1986	ANe	----	----	Arrendada	320	----	
Nynäs Petroleum NV, Antwerpen	1986	B	50%	Axel Johnson	----	15	23,5	
AB Nynäs Petroleum, Göteborg	1986	S	50%	Axel Johnson	----	12,5		
AB Nynäs Petroleum, Nynäshamn	1986	S	50%	Axel Johnson	----	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 & Kraftstoffe Schwedt AG, Schwedt •••	1991	RFA	18,75%	Veaba Oel	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	

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión

Briggs Oil Ltd., Dundee	1992	GB	50%	Fortum	Tarmac	10	66,5
Eastham Refinery Ltd., Ellesmere	1992	GB	25%	Fortum**	Tarmac	12	
Lyondell-Citgo Refining Company, Houston	1993	EUA	42,1%	Lyondell	----	265	632
The Uno-Ven Corporation, Lemont	1997	EUA	50%	----	Unocal	151	250
Chalmette Refining LLC, Chalmette	1998	EUA	50%	Mobil	----	184	319
Hovensa, St. Croix	1998	IVA	50%	Amerada Hess	----	525	625
Meray Sweeney LLC, Sweeny	1998	EUA	50%	Phillips	----	205	269
<i>Terminales de almacenamiento</i>							
Refinería Isla (Curacao) 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	1990	Bahamas	100%	----	Chevron	20	120

● Amalgamada en 1996 con la refinería de Karlsruhe de Esso, PDVSA ahora tiene una participación del 11 % en Mineraloelraffinerie Oberrhein (Otros socios: BP 11%; Shell 32,25%; Esso 2,5%; Conoco 18,75%).

●● Amalgamada en 1998 con la refinería de Vohburg-Ingolstadt de BP/AGIP; PDVSA ahora tiene una participación del 12,5% en Bayernoil Raffineriegesellschaft (Otros socios: OMV AG 45%, AGIP Deutschland AG 20%, Deutsche BP 10%, BP Refining and Petrochemicals 12,5%).

●●● Otros socios en el consorcio: BP Refining and Petrochemicals 18,75%; Shell 37,5%; Agip/TotalFinElf 25%.

* Capacidad de destilación para refinerías en MBD; capacidad de almacenamiento para terminales en MMBL.

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

*** Desembolso de adquisición únicamente; no incluye la parte proporcional de PDVSA en los 1.300 millones de marcos alemanes que el consorcio tuvo que prometer invertir al gobierno alemán.

♦ RFA=República Federal de Alemania, B=Belgica, ANe=Antillas Neerlandesas, GB=Gran Bretaña, S=Suecia, IVA= Islas Vírgenes Americanas.

corrió a cargo de estas dos compañías tenedoras de acciones hasta diciembre del año 2000 inclusive. Los respectivos domicilios de ambas compañías hacían posible que PDVSA utilizara los diversos acuerdos de doble tributación suscritos por Holanda para evitar que los flujos financieros enviados a estas matrices remotas por sus filiales de refinación y mercadeo en el exterior de Venezuela pagaran impuestos de retención a los dividendos en las jurisdicciones donde fueron generados, en particular Estados Unidos.

En diciembre del año 2000, Venedu y Propernyn; al igual que PDV Holding Inc., domiciliada en Delaware; transfirieron todas sus acciones a PDVSA en Caracas, en anticipación de la liquidación de Venedu durante 2001. La disolución de esta empresa tenedora de acciones obedeció a tres motivos. En primer lugar, durante la segunda mitad de la década de los años noventa, PDVSA se hizo partícipe de diversos vehículos de financiamiento estructurado que hicieron redundantes las funciones de Venedu en tanto que ente concentrador y distribuidor de los flujos de caja generados por las empresas de PDVSA en el exterior. En segundo lugar, la firma de un tratado de doble tributación entre Estados Unidos y Venezuela hizo posible que otra parte de estas funciones se pudiera llevar a cabo directamente en Estados Unidos por parte de PDV Holdings Inc.; y en Europa por Propernyn B.V. Finalmente, debido a diversas reformas tanto al régimen fiscal de Curazao como al tratado de doble tributación Holanda-Aruba-Antillas Neerlandesas, las compañías domiciliadas en las dependencias holandesas del Caribe han sido privadas de la facultad de acogerse a los acuerdos de doble tributación suscritos por Holanda y, por lo tanto, carecen de las ventajas fiscales que esta facultad les confería.

Costos de adquisición e inversión y política de dividendos

La adquisición de activos de refinación, almacenamiento y mercadeo al detal fuera de Venezuela ha significado para PDVSA un total de 4.380 MMUS\$ en costos de adquisición directos entre 1983 y 2002, incluyendo un total de 250 MMUS\$ por concepto de los pagos asociados al arrendamiento de la refinería de Curazao. Cuando a esta cifra se le suman 1.590 MMUS\$ en aportaciones patrimoniales que PDVSA ha hecho a sus filiales en Estados Unidos y los 502 MMUS\$ en gasto de inversión que PDVSA ha destinado a la Refinería Isla durante este mismo período, se llega a un gran total de 6.480 MMUS\$. Esto equivale a un desembolso bruto de 1,27 US\$ por cada uno de los 5.070 MMBI de crudo venezolano que PDVSA ha enviado a proceso a refinerías de su propiedad entre 1983 y 2002 inclusive*.

Desde un punto de vista conceptual, los desembolsos brutos no son el mejor indicador del costo real de la internacionalización, ya que no toman en cuenta la reducción de costos que supondría la captación por

* A menos que se indique lo contrario, la presente obra se dedica al análisis de este periodo, salvo algunas cifras faltantes debidas al paro petrolero ejecutado a finales del 2002.

parte de PDVSA de flujos monetarios enviados por sus filiales en el exterior. Sin embargo, cuando se incorpora este elemento a los cálculos se puede ver que, en la práctica, no hay diferencias apreciables entre los desembolsos brutos y netos asociados al programa. Esto se debe a que PDVSA ha permitido que sus filiales retengan, con propósitos de reinversión, prácticamente la totalidad de los flujos de caja generados por sus operaciones, y nunca ha buscado su repatriación a Venezuela a través de la declaración de dividendos.

La política de dividendos que ha caracterizado al programa de internacionalización se ha justificado en términos de complicaciones de doble tributación. Debido a que Venezuela y Estados Unidos –el país donde se encuentran la mayoría de los activos comprendidos en el programa de internacionalización– no suscribieron un tratado de doble tributación sino hasta fechas muy recientes, siempre se ha dicho que PDVSA tuvo que optar por la alternativa de reinvertir ganancias retenidas para evitar el pago de impuestos de retención sobre dividendos declarados por sus filiales en ese país. Así se ha explicado el hecho de que, en repetidas ocasiones, PDVSA haya adoptado medidas para limitar la capacidad de sus filiales en el exterior para declarar dividendos, no obstante la magnitud de los desembolsos asociados con el programa y los apremios fiscales de sucesivos gobiernos venezolanos. Por ejemplo, apenas Citgo pasó a ser de su propiedad única en 1990, PDVSA negoció una serie de líneas de crédito y acuerdos de financiamiento que eran considerablemente más restrictivos en cuanto al pago de dividendos por parte de esta filial. De hecho sus pagos de dividendos se contrajeron de un promedio de 40 MMUS\$ por

año para el período 1986-1990 a 13 MMUS\$ para el período 1990-1995. Del mismo modo, todas las emisiones de bonos vinculadas al programa que PDVSA ha colocado en mercados internacionales de capital desde 1991 contienen cláusulas de restricción sobre la capacidad de sus filiales internacionales para declarar dividendos.

La explicación de PDVSA en torno a lo exiguo de las remesas de utilidades de la internacionalización hacia Caracas nunca ha sido cuestionada, a pesar de que a lo largo de más de veinte años sus filiales extranjeras han declarado cientos de millones de dólares en dividendos a sus respectivas tenedoras de acciones. La mayoría de estas utilidades provino de las filiales de PDVSA en Estados Unidos, pero estos flujos no atrajeron impuestos de retención estadounidense porque, como ya se ha dicho, la ruta que transitaron para llegar a las Antillas Holandesas –de PDV America en Estados Unidos a Propernyn B.V. en Holanda a Venedu en Curazao– fue pensada para aprovechar las oportunidades de optimización fiscal presentes en los tratados de doble tributación entre Estados Unidos y Holanda, por un lado, y Holanda y sus dependencias caribeñas, por el otro. Una vez concentrados en Curazao, estos flujos podrían haberse remitido a Venezuela –no necesariamente como dividendos– sin incurrir en impuestos de retención, bajo el amparo del tratado de doble tributación entre las Antillas Neerlandesas y Venezuela. Sin embargo, Venedu optó por recircular los fondos hacia las filiales de PDVSA en el exterior, para así financiar la adquisición de nuevos activos de refinación, mercadeo y almacenamiento. El financiamiento de Venedu a las filiales generalmente

tomó la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, subordinados a cualquier otra deuda de las filiales y convertibles a opción de Venedu en acciones ordinarias de las filiales. Es de suponerse que estos préstamos eran pagaderos a la vista porque se percibía el riesgo de que se tuvieran que liquidar en un plazo muy corto, en el caso que estas operaciones de financiamiento atrajeran la atención de las autoridades fiscales venezolanas.

En 1999, el Presidente Chávez hizo patente su inconformidad con el hecho de que, hasta ese momento, no se habían repatriado a Venezuela ganancias generadas en el marco del programa de internacionalización. El presidente giró instrucciones para que las filiales de la compañía en el exterior –especialmente Citgo– contribuyeran en algo a aliviar la crisis fiscal por la que atravesaba el Gobierno venezolano a raíz del colapso en los precios internacionales del petróleo. En respuesta a esta directriz, para el ejercicio de 1998 Citgo declaró 486 MMUS\$ en dividendos, 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. En Venezuela, la opinión pública asumió, incorrectamente, que la totalidad de estos fondos ingresaría a las arcas del gobierno. En realidad, el destinatario de los dividendos fue la matriz inmediata de Citgo, PDV America, compañía que en ese mismo año fiscal declaró solamente 268 MMUS\$ en dividendos a su matriz, PDV Holding Inc. No está claro en qué medida este segundo monto se redujo aún más a su paso por Propernyn y luego por Venedu, ni tampoco qué fracción del dividendo originalmente declarado por Citgo ingresó finalmente a Venezuela.

Como se puede ver, el Gobierno del presidente Chávez asumió una postura más exigente que la de sus predecesores respecto a las responsabilidades fiscales de las filiales internacionales de PDVSA. Sin embargo, aún si todos los flujos enviados a Venedu se hubieran repatriado a Venezuela, el programa de internacionalización de todas maneras habría supuesto un cuantioso sacrificio fiscal de parte del Gobierno venezolano, debido a la manera en que funciona el mecanismo de precios de transferencia entre PDVSA y sus filiales de refinación. Gracias a este mecanismo, las filiales de PDVSA en el exterior reciben crudo y productos a precios inferiores a los que prevalecen en el mercado abierto. Esto incide negativamente sobre el ingreso fiscal del Gobierno porque, a raíz de un acuerdo interministerial que data de 1985, las obligaciones fiscales derivadas de la exportación de petróleo venezolano –regalía e impuesto sobre la renta– se calculan a partir de los precios declarados por el contribuyente, sin que se haga ninguna distinción –como sucede en el resto del mundo– entre precios internos de transferencia y precios de mercado abierto.

Descuentos en el suministro de petróleo venezolano

Los negocios internacionales de refinación de PDVSA están estructurados en torno a contratos de suministro de crudo de muy largo plazo –20 años–. El elemento central de estos contratos son los mecanismos que se utilizan para determinar el precio de los envíos de crudo venezolano a estas refinerías. Estos mecanismos caen dentro de tres categorías.

1) Mecanismos contables: PDVSA determina los precios de los envíos a Ruhr Oel y Refinería Isla S.A. con un método de ajustes contables *ex post*, es decir, a posteriori. 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 por el otro los costos totales asociados a la manufactura de estos productos –procesamiento, almacenamiento, mantenimiento, seguros, fletes, administración, comercialización, financiamiento y demás–. 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 tal manera, para estas refinerías, el ingreso neto antes de los impuestos siempre es igual a cero.

2) Netbacks: Los precios de realización de los embarques de crudo de Nynäs, Citgo, Citgo Asphalt, Lyondell y PDV Midwest –hasta 1997– se calculan mediante complejas fórmulas basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados, cuya composición se determina de acuerdo con los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación, y en una configuración de refinación representativa para el mercado de que se trate. Al valor del barril así 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, cuyo monto –siempre considerable– varía según el crudo de que se trate.

3) Fórmulas referenciadas a crudos marcadores: Los precios de los embarques amparados por los convenios de asociación más recientes de PDVSA –Hovensa, Merey-Sweeny LLC y PDV Midwest después de 1997– se calculan mediante fórmulas de precios referenciadas a crudos marcadores. Dichas fórmulas incorporan un descuento fijo al cual se le da el nombre ‘subvención de competitividad’ o *competitive allowance*, pero en cambio no incorporan precios de productos ni márgenes garantizados. La fórmula de precios para el crudo Merey de Hovensa, por decir algo, está basada en el precio de mercado del crudo mexicano Maya, ajustado por factores comerciales y de calidad, menos una subvención de competitividad de 0,20 US\$/Bl.

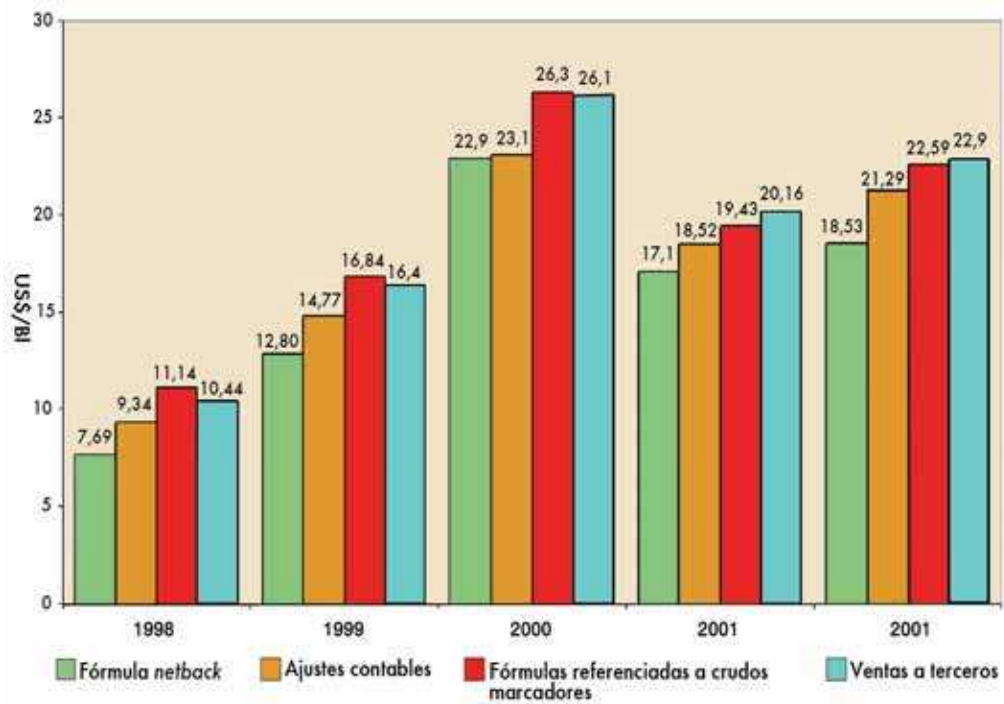


Gráfico 2

PDVSA: Comparación de venta a clientes afiliados y no afiliados, por tipo de mecanismo de valoración (1998-2002).

En el Gráfico 2 se presenta una comparación entre los precios de realización de las ventas a terceros contra los precios generados por cada uno de estos métodos. Como se puede apreciar, los descuentos más onerosos son los asociados a las fórmulas *netback*. Los descuentos asociados a los precios ajustados contablemente les siguen de cerca, pero el volumen que se comercializa con el primer método en comparación con el segundo es mayor, y las pérdidas para el fisco consecuentemente más graves. Las fórmulas referenciadas a crudos marcadores generan precios similares a los que se observan en el mercado abierto, es decir, en las transacciones con terceros. En general, los precios a terceros aventajan a los precios a filiales por un margen de 2,10 US\$/Bl en los últimos cinco años. Sin embargo, hay que apuntar que esta diferencia no refleja con exactitud los descuentos con los que se facturan los cargamentos a las filiales de PDVSA, porque la calidad promedio –determinada por la gravedad API y el contenido de azufre– del crudo que levantan los clientes no afiliados de PDVSA es mejor que la que reciben las filiales.

En el Cuadro 2 se presenta una relación detallada de los precios promedio, por tipo de crudo, facturados anualmente a cada una de las filiales de refinación de PDVSA durante los últimos cinco años. Estos datos se pueden comparar tanto con los precios de realización de las ventas de crudo de calidad similar a refinerías no afiliadas localizadas en los mismos mercados que sus filiales, como con los precios realizados de crudos no venezolanos de calidad similar. El cuadro confirma la existencia de fuertes disparidades entre los precios a filiales, por un lado, y los precios de suministros de

crudo de calidad similar a terceros así como los precios de crudos no venezolanos de calidad similar, por el otro. Dichas disparidades tienden a ser más grandes para los crudos pesados que para los crudos ligeros, aunque no siempre sucede así. El cuadro confirma también que los precios de transferencia más favorables son aquellos que se calculan mediante fórmulas referenciadas a crudos marcadores. De hecho, en el caso de Hovensa, ha habido momentos en los que los precios realizados de esta filial han superado los obtenidos en operaciones con terceros, e inclusive los precios de crudos marcadores comercializados en el área de influencia de esta refinería. Esta comparación es algo engañosa, sin embargo, porque las ventas a esta filial 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– y el precio no refleja ni el costo de almacenamiento ni el costo de transportar crudo de Venezuela a las Islas Vírgenes; estos costos, como se explica a continuación, terminan corriendo a cargo del fisco venezolano. Asimismo, los suministros a la refinería de Mersey Sweeny LLC tienen que ser sometidos a un proceso de desalado previo en una de las torres atmosféricas de la refinería de Puerto La Cruz, pero su precio tampoco refleja los costos adicionales que esta operación supone.

Quadro 2(a)

PDVSA: Precios FOB, volúmenes y calidades de crudo suministrado, por mercado y tipo de cliente (1998-2002).

Zona geográfica: Caribe

	1998	1999	2000	2001	2002
Precio Crudo Maya (21,5 °API; 3,5%), resto de América (US\$/Bl)	7,88	13,72	22,23	17,01	20,68
Precio Crudo Istmo (33 °API; 1,6%), resto de América (US\$/Bl)	11,94	16,71	28,32	22,69	24,1
Hovensa					
Volúmen ligeros (MBD)	28,3	182,1	170,7	165,5	183,2
Gravedad API (°)	30,00	30,04	30,93	32,90	33,29
Azúfre (%)	0,88	0,88	0,84	0,82	0,78
Precio ligeros (US\$/Bl)	9,74	16,76	27,2	22,4	24,05
Volúmen pesados (MBD)	NA	NA	NA	NA	40,2
Gravedad API (°)	NA	NA	NA	NA	16,50
Azúfre (%)	NA	NA	NA	NA	2,49
Precio pesados (US\$/Bl)	NA	NA	NA	NA	22,33
Refinería Isla					
Volúmen ligeros (MBD)	187,8	175,1	131,7	132,0	87,1
Gravedad API (°)	30,74	30,49	29,68	29,09	29,66
Azúfre (%)	1,07	1,10	1,25	1,39	1,46
Precio ligeros (USD/Bl)	10,41	15,46	25,44	20,98	22,87
Volúmen pesados (MBD)	76,9	65,6	52,9	70,8	50,0
Gravedad API (°)	12,72	13,98	12,12	13,32	12,62
Azúfre (%)	2,68	2,59	2,74	3,05	2,60
Precio pesados (US\$/Bl)	9,53	13,02	17,80	14,62	18,47
Clientes no afiliados (Caribe, Centroamérica)					
Volúmen ligeros (MBD)	149,1	123,9	178,0	163,0	144,7
Gravedad API (°)	30,4	30,43	31,38	32,39	31,45
Azúfre (%)	0,95	0,91	0,85	0,82	0,86
Precio ligeros (US\$/Bl)	11,96	18,24	28,14	23,37	24,32
Volúmen pesados (MBD)	57,2	19,2	59,7	26,6	5,4
Gravedad API (°)	17,24	20,21	19,07	21,63	15,71
Azúfre (%)	2,01	2,04	2,14	2,03	2,61
Precio pesados (US\$/Bl)	8,14	13,31	24,2	18,59	21,71
Clientes no afiliados (Suramérica)					
Volúmen ligeros (MBD)	14,1	35,8	26,0	18,1	NA
Gravedad API (°)	32,79	32,89	34,61	31,12	NA
Azúfre (%)	0,78	0,77	0,66	0,83	NA
Precio ligeros (US\$/Bl)	11,94	17,86	29,27	23,56	NA
Volúmen pesados (MBD)	81,0	31,0	31,0	26,6	101,9
Gravedad API (°)	18,8	20,42	19,23	18,37	15,83
Azúfre (%)	2,32	2,14	2,24	2,42	2,74
Precio pesados (US\$/Bl)	8,83	16,57	24,28	17,31	20,45

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión

Cuadro 2(b)

PDVSA: Precios FOB, volúmenes y calidades de crudo suministrado, por mercado y tipo de cliente (1998-2002).

Zona geográfica: Europa					
	1998	1999	2000	2001	2002
Precio Crudo Maya (21,5 °API; 3,5%), Europa (US\$/Bl)	8,32	14,43	22,25	18,15	20,63
Nynas					
Volúmen pesados (MBD)	65,7	53,7	51,0	29,2	33,6
Gravedad API (°)	11,99	11,25	11,24	11,10	11,33
Azufre (%)	2,52	2,68	4,74	2,72	2,72
Precio pesados (US\$/Bl)	7,50	13,14	18,37	15,69	19,80
Ruhr Oel					
Volúmen pesados (MBD)	26,4	20,4	18,3	11,7	8,9
Gravedad API (°)	24,84	24,80	21,5	18,99	22,92
Azufre (%)	1,95	1,76	2,08	2,40	3,35
Precio pesados (US\$/Bl)	12,18	15,00	21,73	16,20	24,38
Clientes no afiliados					
Volúmen pesados (MBD)	42,8	34,5	32,1	59,2	44,15
Gravedad API (°)	13,32	12,69	11,68	12,42	10,9
Azufre (%)	2,8	3,05	3,16	2,83	3,11
Precio pesados (US\$/Bl)	8,71	13,48	21,19	16,43	19,66

Cuadro 2(c)

PDVSA: Precios FOB, volúmenes y calidades de crudo suministrado, por mercado y tipo de cliente (1998-2002).

Zona geográfica: Estados Unidos	1998	1999	2000	2001	2002
Precio Crudo Maya (21,5 °API; 3,5%), USGC (US\$/Bl)	8,70	14,23	23,01	16,95	20,98
Precio Crudo Istmo (33 °API; 1,6%), USGC (US\$/Bl)	11,94	16,71	28,32	22,69	24,15
Precio Crudo Olmecca (39 °API; 0,9%), USGC (US\$/Bl)	13,1	17,91	28,92	23,92	25,06
Citgo					
Volúmen ligeros (MBD)	54,7	50,0	51,0	34,4	25
Gravedad API (°)	32,73	31,60	32,54	32,11	32,59
Azufre (%)	0,75	0,88	0,86	0,82	0,73
Precio ligeros (US\$/Bl)	10,96	16,73	27,35	19,76	24,11
Volúmen pesados (MBD)	233,6	171,8	181,7	222,7	209,3
Gravedad API (°)	23,37	22,85	23,24	22,29	22,12
Azufre (%)	1,9	1,91	1,95	2,09	2,16
Precio pesados (US\$/Bl)	8,53	13,39	24,83	18,56	19,74
Lyondell-Citgo					
Volúmen ligeros (MBD)	3,9	14,9	26,0	4,3	NA
Gravedad API (°)	30,09	30,00	30,41	30,43	NA
Azufre (%)	0,88	0,88	0,81	0,88	NA
Precio ligeros (US\$/Bl)	4,80	5,54	21,00	16,22	NA
Volúmen pesados (MBD)	228,7	170,0	175,3	208,4	199,0
Gravedad API (°)	16,96	16,31	15,08	17,38	18,24
Azufre (%)	2,34	2,29	2,41	2,21	2,42
Precio pesados (US\$/Bl)	6,11	11,95	21,92	16,04	16,12
Citgo Asphalt					
Volúmen pesados (MBD)	67,9	61,6	65,3	56,9	63,7
Gravedad API (°)	12,14	11,46	11,21	11,24	10,77
Azufre (%)	3,61	4,00	3,93	3,78	3,86
Precio ligeros (US\$/Bl)	7,77	11,50	20,34	14,16	19,11
Merey-Sweeny					
Volúmen pesados (MBD)	NA	NA	34,6	142	146,3
Gravedad API (°)	NA	NA	17,53	16,49	16,52
Azufre (%)	NA	NA	2,52	2,54	2,49
Precio pesados (US\$/Bl)	NA	NA	20,74	15,61	20,26
PDV Midwest					
Volúmen ligeros (MBD)	40,9	29,0	12,5	8,8	1,5
Gravedad API (°)	30,00	30,40	30,22	30,33	30,00
Azufre (%)	0,88	0,87	0,88	0,88	0,88
Precio ligeros (US\$/Bl)	11,97	15,83	26,2	23,60	24,06
Clientes no afiliados en EE UU (Costa Atlántica)					
Volúmen ligeros (MBD)	410,7	274,5	277,6	184,5	187,7
Gravedad API (°)	32,16	17,32	32,72	32,59	33,00
Azufre (%)	0,82	2,56	0,81	0,78	0,74
Precio ligeros (US\$/Bl)	11,93	14,44	28,42	22,82	24,45
Volúmen pesados (MBD)	389,2	381,5	262,2	205,2	128,1
Gravedad API (°)	19,07	32,1	17,87	17,63	16,21
Azufre (%)	2,4	0,88	2,48	2,51	2,62
Precio pesados (US\$/Bl)	8,74	17,62	23,21	16,9	20,68

En los Gráficos 3, 4, 5 y 6 se presenta una comparación entre los precios facturados a clientes afiliados y no afiliados para las segregaciones comerciales venezolanas más representativas: Santa Bárbara, Mesa/Furrial, Merey y Boscán. De nueva cuenta, está claro que las operaciones con filiales arrojan resultados desfavorables en comparación con las operaciones en el mercado abierto, excepción parcial hecha de los años 2000 y 2002. Durante esos dos años en particular, los precios relativos de los suministros a filiales de PDVSA fueron los más favorables que se hayan registrado en la historia del programa de internacionalización, aunque aún así, los descuentos no desaparecieron por completo. Vale la pena notar que, en 1998, el precio promedio del crudo Merey (16,5 °API y 2,5% de azufre) enviado a filiales fue significativamente menor al precio promedio del crudo Boscán (10,5 °API y 5% de azufre): 5,59 US\$/Bl contra 8,21 US\$/Bl. Esta distorsión volvió a surgir en el año 2002, aunque en esa ocasión la diferencia no fue tan marcada: 0,09 US\$/Bl.

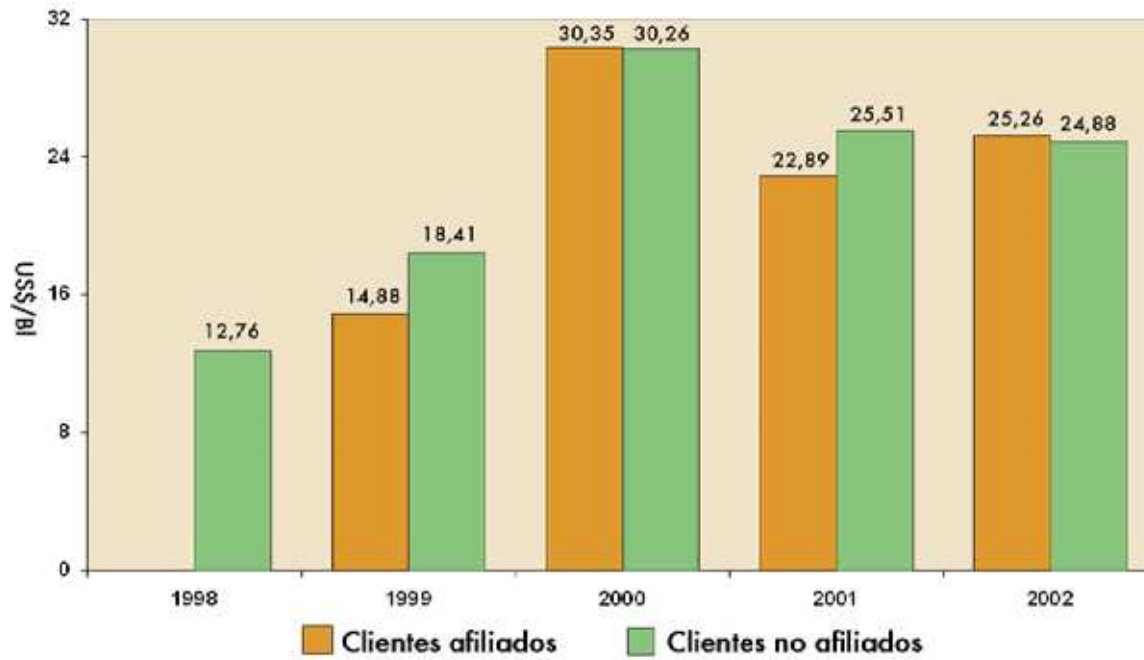


Gráfico 3

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Santa Bárbara, por tipo de cliente (1998-2002).

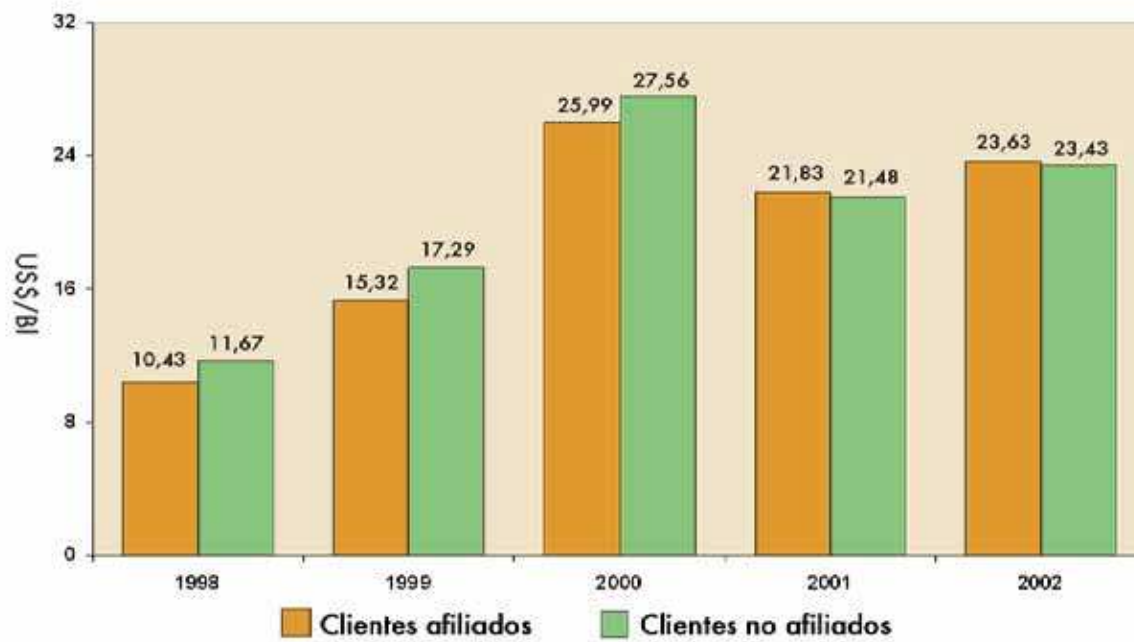


Gráfico 4

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Mesa/Furrial, por tipo de cliente (1998-2002).

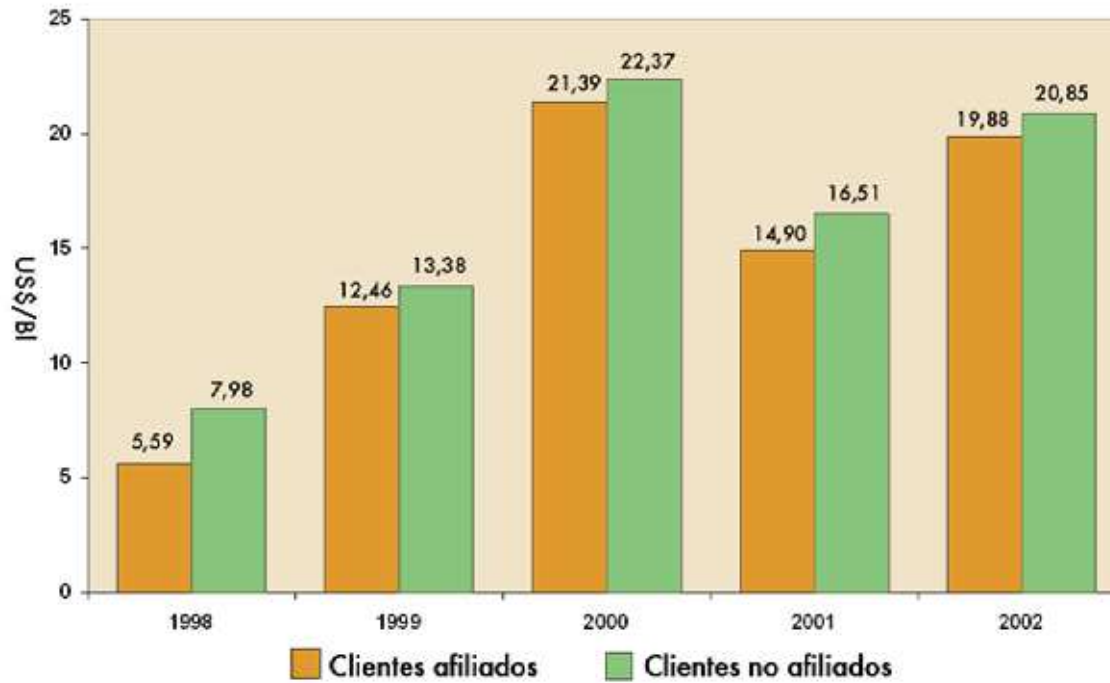


Gráfico 5
PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Merey, por tipo de cliente (1998-2002).

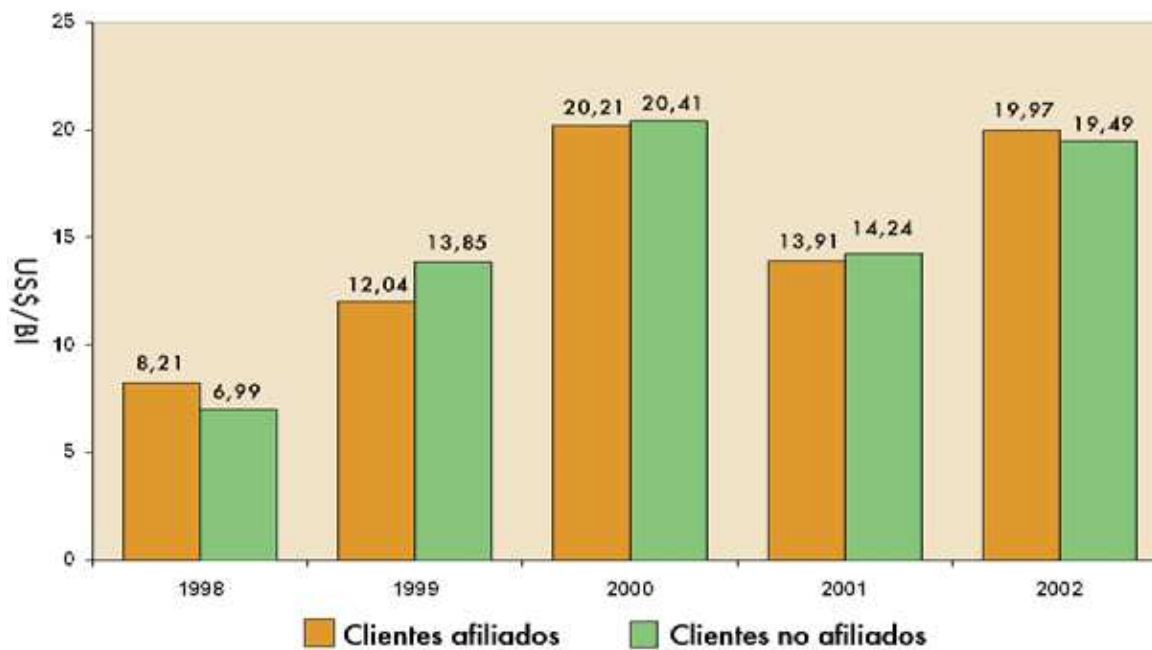


Gráfico 6
PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Boscán, por tipo de cliente (1998-2002).

En los cuatro siguientes Gráficos (7, 8, 9 y 10) se ilustran las ventas por tipo de cliente –afiliados o terceros– y por tipo de crudo (ligero, mediano, pesado y extrapesado) durante los años 1998-2002. Como se puede ver, las ventas a empresas afiliadas representan una proporción relativamente modesta de las ventas de crudo ligero (35 °API o más) en este período: 21%. En cambio, la colocación con filiales es responsable del 42%, 61% y 62% de las ventas totales de crudo mediano (25-34,9 °API), pesado (15,1-24,9 °API), y extrapesado (15 °API o menos), respectivamente. Esto quiere decir que, en promedio, el 51% de las exportaciones totales de Venezuela durante ese período se vendió a precios inferiores a los que podrían haberse conseguido en el mercado abierto.

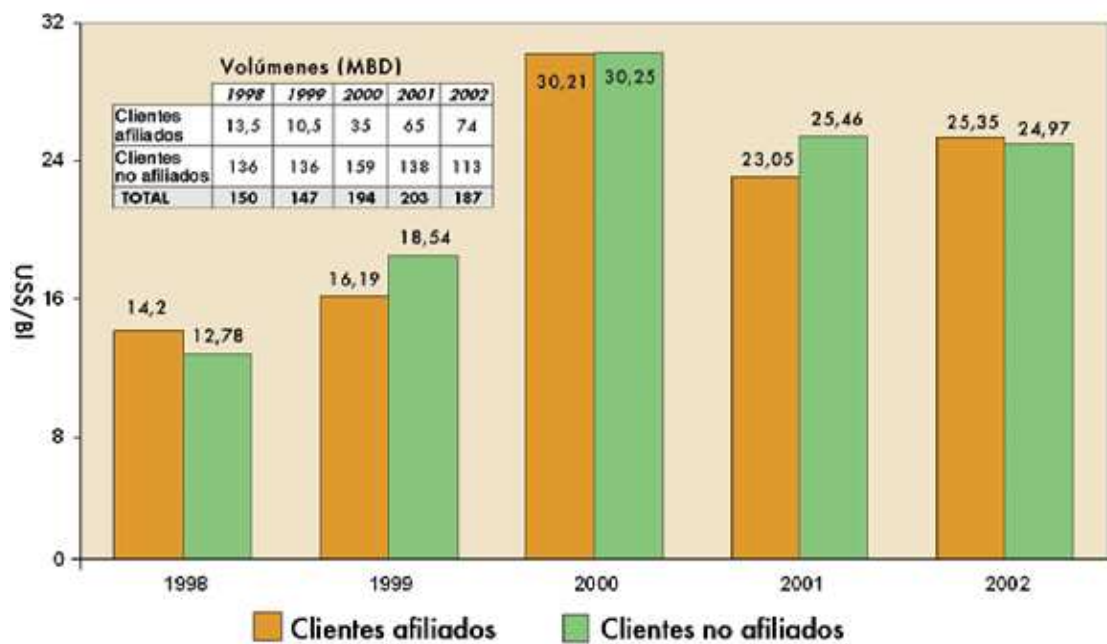


Gráfico 7

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo ligero (35 + °API), por tipo de cliente (1998-2002).

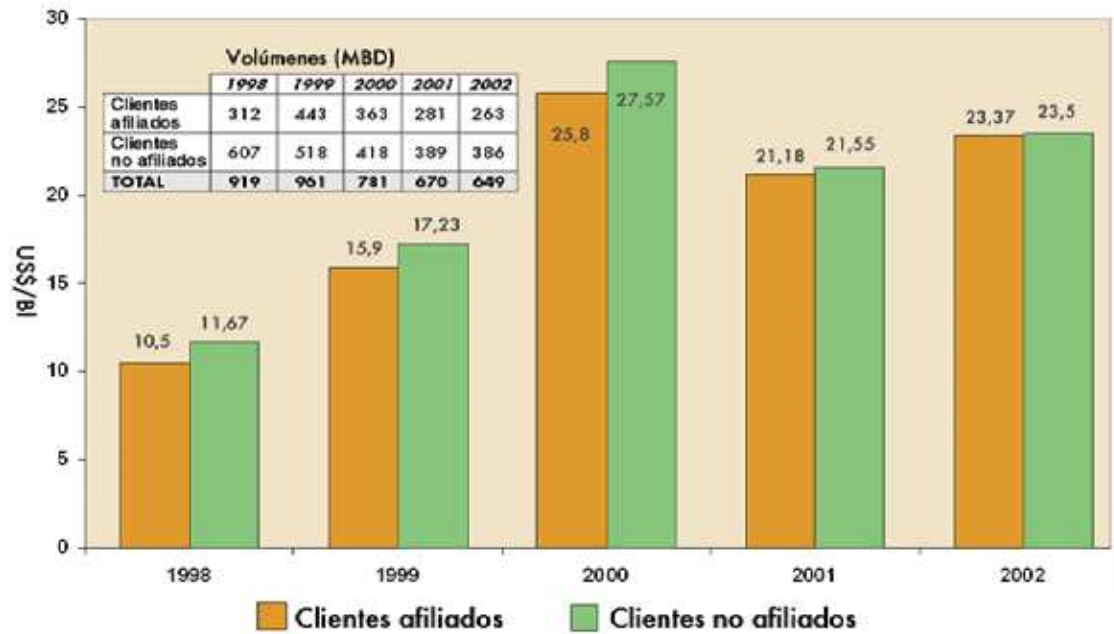


Gráfico 8

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo mediano (25,1-34,9 °API), por tipo de cliente (1998-2002).

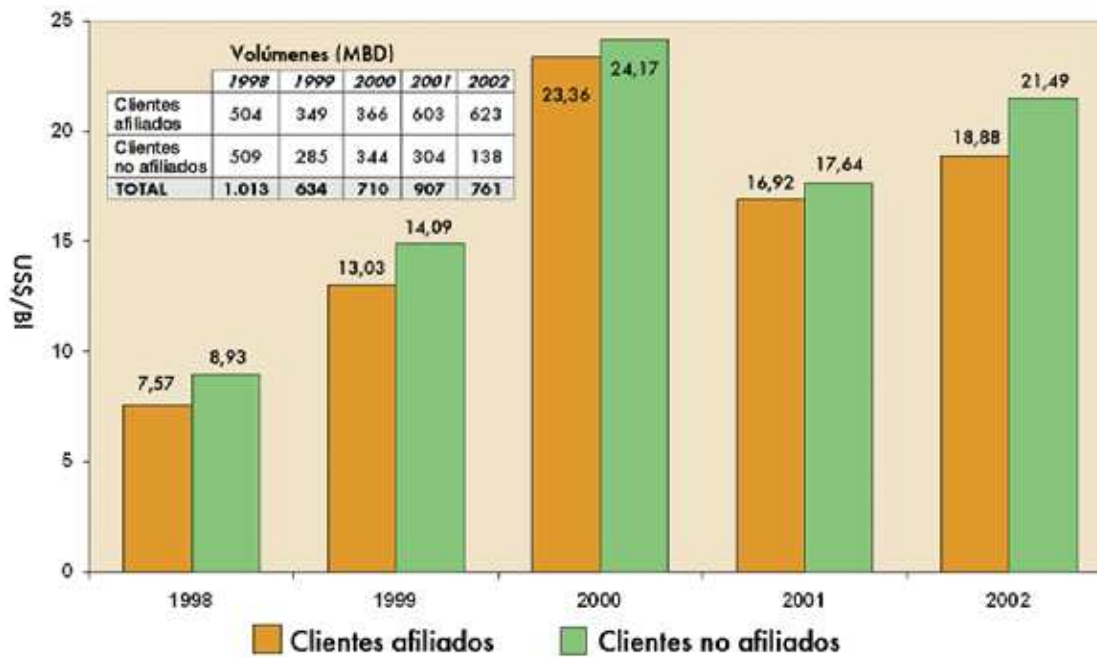


Gráfico 9

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo pesado (15,1-24,9 °API), por tipo de cliente (1998-2002).

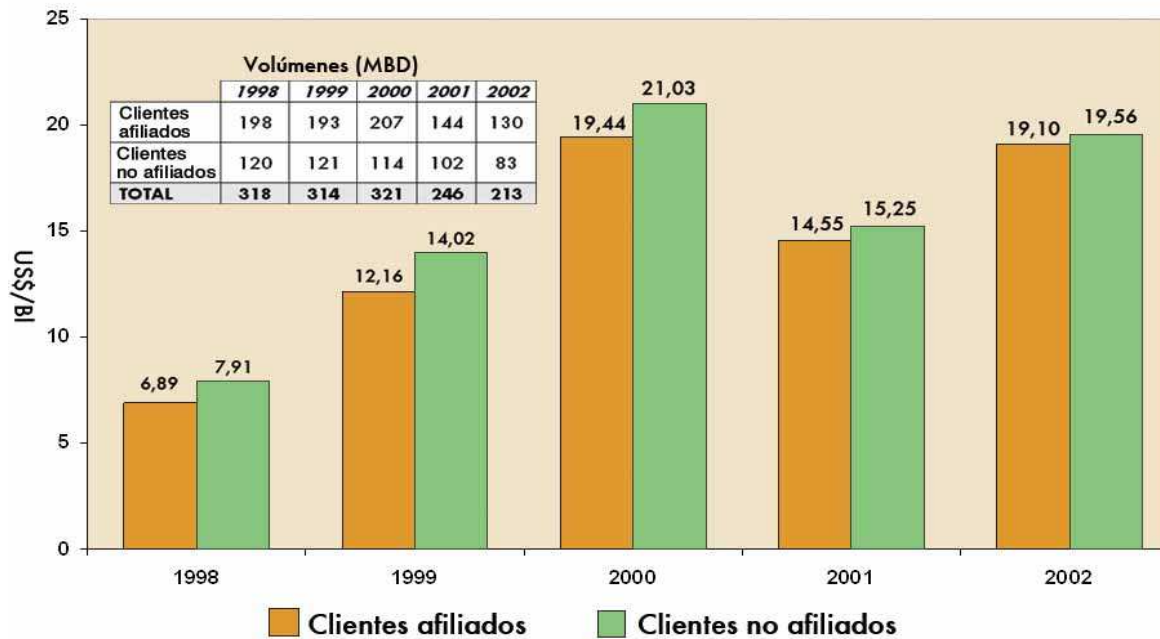


Gráfico 10

PDVSA: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo extrapesado (<15 °API), por tipo de cliente (1998-2002).

Los descuentos en los precios de transferencia son relevantes para la evaluación de la internacionalización porque el valor presente neto de los flujos que tanto PDVSA como el Gobierno han dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de los contratos de suministro con filiales tiene que considerarse como parte del costo de adquisición de las refinerías de PDVSA en el extranjero. El costo de oportunidad potencial de los descuentos asciende a más de 7.500 MMUS\$, hasta finales de 2002 inclusive. Esta cifra se obtiene de multiplicar el volumen total de crudo que PDVSA ha exportado a sus filiales de refinación entre 1983 y 2002 (5.070 MMBbl) por un descuento promedio de 1,50 US\$/Bbl por barril, estimado a partir de las cifras reales –ajustadas por calidad– disponibles para los años 1998-2002.

La rentabilidad de las refinerías que PDVSA posee en el exterior es ante todo una función del precio descontado al cual pueden adquirir crudo venezolano. En el Gráfico 11 se comparan las ganancias registradas por Citgo durante los últimos cinco años contra el valor total del descuento implícito en sus suministros –o sea, la diferencia entre su precio de facturación y el precio para un crudo de la misma calidad estimado de acuerdo con un modelo econométrico calibrado conforme a las condiciones imperantes en la costa del Golfo de Estados Unidos–. Como se puede apreciar, durante el período bajo consideración, las ganancias de esta filial habrían sido insignificantes en ausencia de los descuentos que obtuvo gracias a sus contratos con PDVSA. Lo mismo vale para todas las demás refinerías del sistema de PDVSA que se han abastecido primordialmente con crudo venezolano a través de la historia del programa.

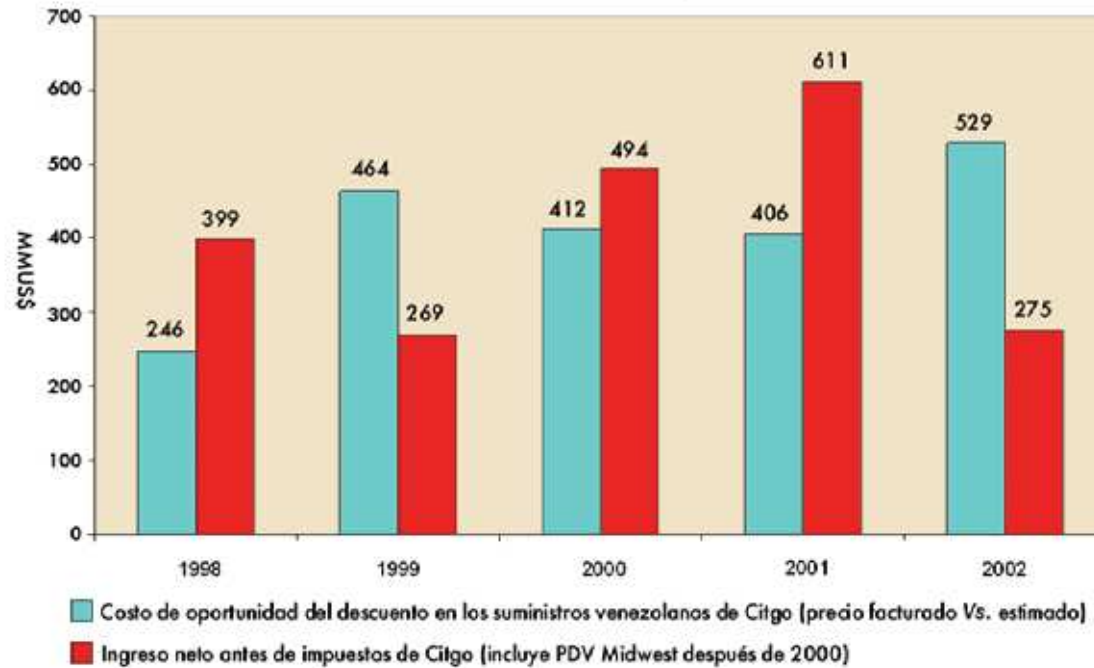


Gráfico 11

Citgo: Efecto de los precios preferenciales de adquisición de crudo venezolano sobre la rentabilidad (1998-2002).

En varias ocasiones, los socios de PDVSA en algunas de estas plantas decidieron liquidar su participación accionaria en las mismas. El monto de estas transacciones estuvo determinado por el valor presente neto de los flujos asociados a los descuentos que habrían recibido las plantas en los años que restaban por correr a sus respectivos contratos. En el caso concreto de la refinería de Lemont, el descuento implícito calculado mediante el método econométrico citado arriba –tomando como base los costos de adquisición de crudo venezolano para esta refinería que PDV America reportara al Securities and Exchange Commission para el período 1993 a 1996– es de 2,30 US\$/Bl. Los 250 MMUS\$ que PDVSA pagó a Unocal en 1997 por la segunda mitad de esta planta equivalen esencialmente al valor presente neto de este descuento aplicado a su volumen contractual de 120 MBD por un período de 10 años –su contrato de suministro vencía en 2007–.

Cabe preguntarse cómo es que los descuentos en los suministros de crudo venezolano que PDVSA envía a sus filiales no generaron ninguna resistencia apreciable en el seno del Gobierno venezolano sino hasta fechas muy recientes. Parte de la explicación radica en que, hasta 1998 inclusive, la postura oficial de PDVSA era que los precios con los que facturaba a sus afiliadas en el exterior eran superiores a los precios de mercado. Evaluar la validez de esta proposición presentaba complicaciones para las autoridades fiscales venezolanas, debido a la opacidad de las operaciones de comercio internacional de PDVSA. El elemento central de la política comercial de la compañía es la negociación directa y constante con los clientes, lo cual hace posible que dos cargamentos del mismo crudo que se

levantan el mismo día se facturen a precios distintos. Por esta razón, las autoridades fiscales no están en posición de seleccionar ninguna transacción específica como referencia para evaluar alguna otra –ya sea con una afiliada o con un tercero–, ya que el precio de cada cargamento depende de la situación concreta del cliente que lo levantó, la premura que tuviera PDVSA por colocarlo el día que se negoció, la fortaleza o debilidad tanto del mercado petrolero en general como de los mercados de productos de especialidad, etc. Véase un ejemplo en el Gráfico 12.

La labor de la autoridad fiscalizadora se dificultaba –y se dificulta todavía– por causa de la profusión de segregaciones comerciales venezolanas –es decir, más de 40 tipos distintos de crudo, incluyendo crudos mejorados y mezclas asociadas a la producción temprana en la Faja Petrolífera del Orinoco–. Algunas de estas segregaciones son distintivas y su número es un reflejo de la edad y complejidad del sector petrolero venezolano. Pero hay muchas que son virtualmente idénticas entre sí –al grado de cargar en los mismos puertos–, y otras más que son ‘mezclas de mezclas.’ Esta combinación de opacidad en precios, por un lado, y abundancia de corrientes, por el otro, disipa la información de precios que se genera en el mercado abierto para crudos venezolanos –es decir, a través de las ventas a clientes no afiliados– y contribuye a hacer las transacciones con las filiales refractarias al escrutinio fiscal (Gráfico 13).

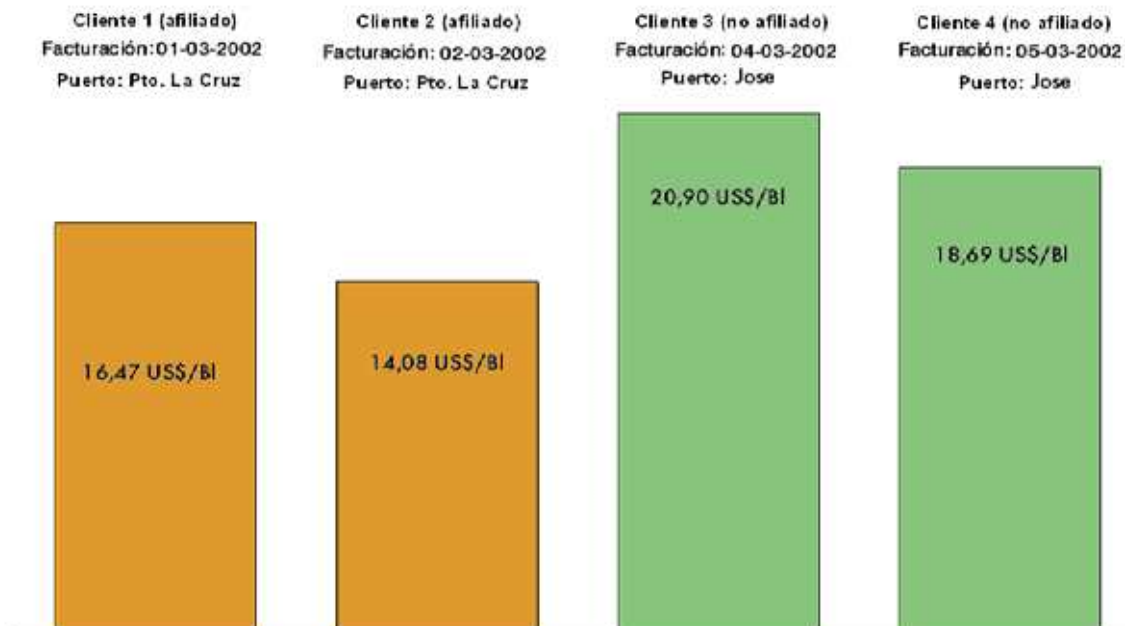


Gráfico 12

Comparación de precios puntuales FOB para cargamentos de crudo tipo Merey a la costa del golfo de EE UU (marzo 2002).

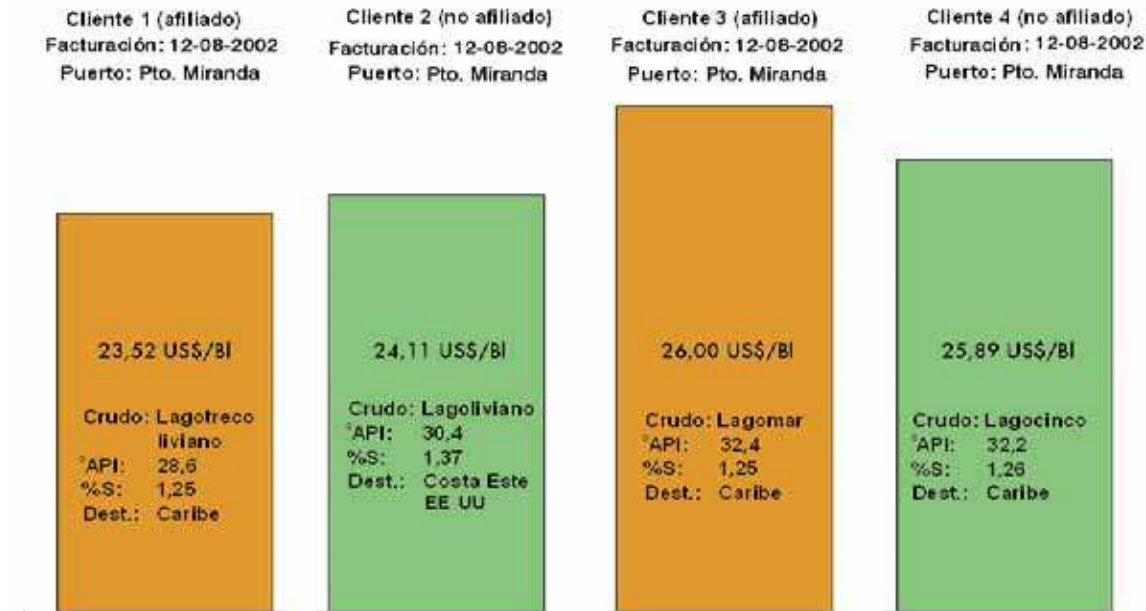


Gráfico 13

Comparación de precios puntuales FOB para cargamentos de crudo ligero del Lago de Maracaibo (agosto 2002).

Importación de costos

Los efectos fiscales negativos asociados a la internacionalización van más allá de los descuentos en el precio de facturación de los suministros de crudo venezolano, ya que los negocios de PDVSA en el exterior están estructurados para permitir la importación de costos incurridos en jurisdicciones con tasas de imposición relativamente bajas a Venezuela –una jurisdicción donde priva una alta tasa impositiva para actividades de exploración y producción–. Este flujo de costos, propiciado por deficiencias en la carga fiscal del sector de exploración y producción venezolano, va en un sentido opuesto a los flujos financieros asociados con los precios de transferencia, los cuales permiten el traslado de dinero de una jurisdicción de alta imposición a otras jurisdicciones donde los impuestos son menores. De hecho, los mecanismos de importación de costos y transferencia de ganancias que subyacen al programa de internacionalización son complementarios: mientras que el objetivo de los primeros es que contabilicen en Venezuela tantos costos como sea posible, el objetivo de los segundos es que suceda exactamente lo opuesto con los ingresos.

En el año de 1990 tuvo lugar la consolidación de las cuentas de Citgo con las de PDVSA, a raíz de la adquisición de la totalidad del paquete accionario de la primera compañía por parte de la segunda. Dicha consolidación se vio acompañada por un marcado incremento en los ingresos brutos de PDVSA, los cuales pasaron a incluir las ventas de Citgo en Estados Unidos. Los costos totales de PDVSA también subieron, pero más que proporcionalmente. El aumento es atribuible casi en su totalidad a los costos de adquisición de crudo y productos en el exterior de Venezuela: como se consigna en el Gráfico 14, a partir de 1990 este rubro ha sido responsable, en promedio, del 40% de los costos totales de PDVSA. Los costos de adquisición de petróleo en el extranjero representan alrededor de 59% de los costos internacionales de PDVSA desde 1990, pero equivalen al 72% de sus ingresos no atribuibles a exportaciones de crudo y derivados desde Venezuela. Es decir, los costos de adquisición de petróleo para el sistema de refinación internacional de PDVSA parecen absorber una proporción sustancialmente mayor de los ingresos que de los costos generados por dicho sistema. Esto es indicativo de que algunos de estos costos deben de terminar acreditándose en Venezuela. Una corroboración de esto se puede encontrar en el Gráfico 15, donde se muestra una caída en el impuesto sobre la renta liquidado en Venezuela como proporción de los ingresos de PDVSA por concepto de exportación y ventas en el mercado interno. Esta caída no se puede explicar en términos de un cambio en la tasa nominal del impuesto sobre la renta, ya que ésta se mantuvo idéntica. De hecho, el año de 1990 marca un hito en la historia de la industria petrolera nacionalizada en Venezuela, entre otras cosas, porque fue la primera

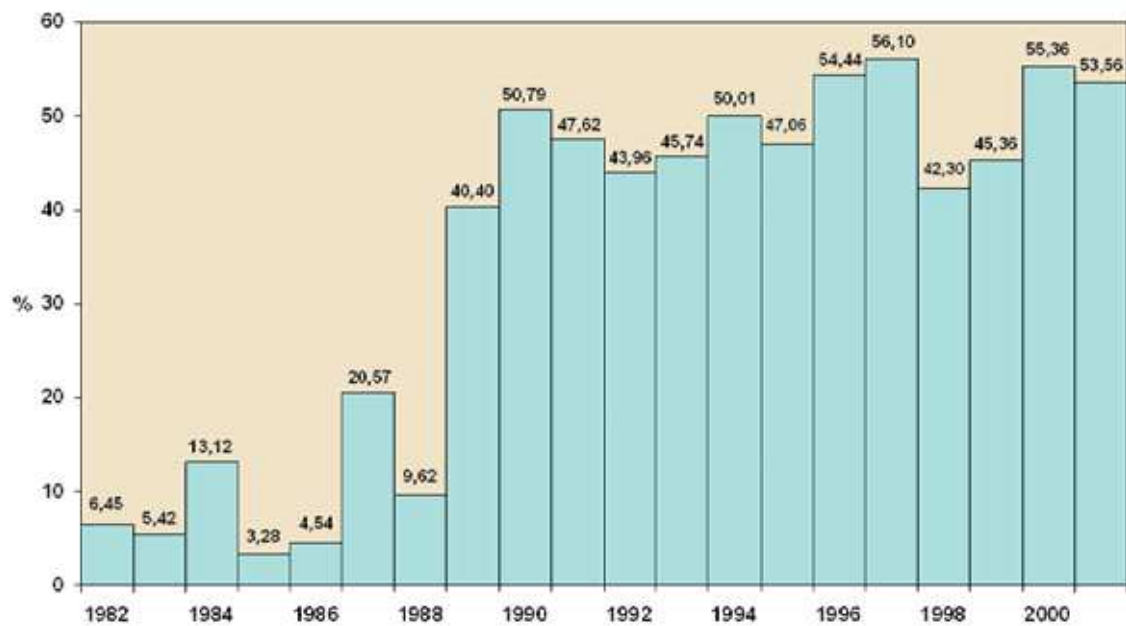


Gráfico 14

PDVSA: Costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos como porcentaje de los costos totales consolidados (1982-2001).

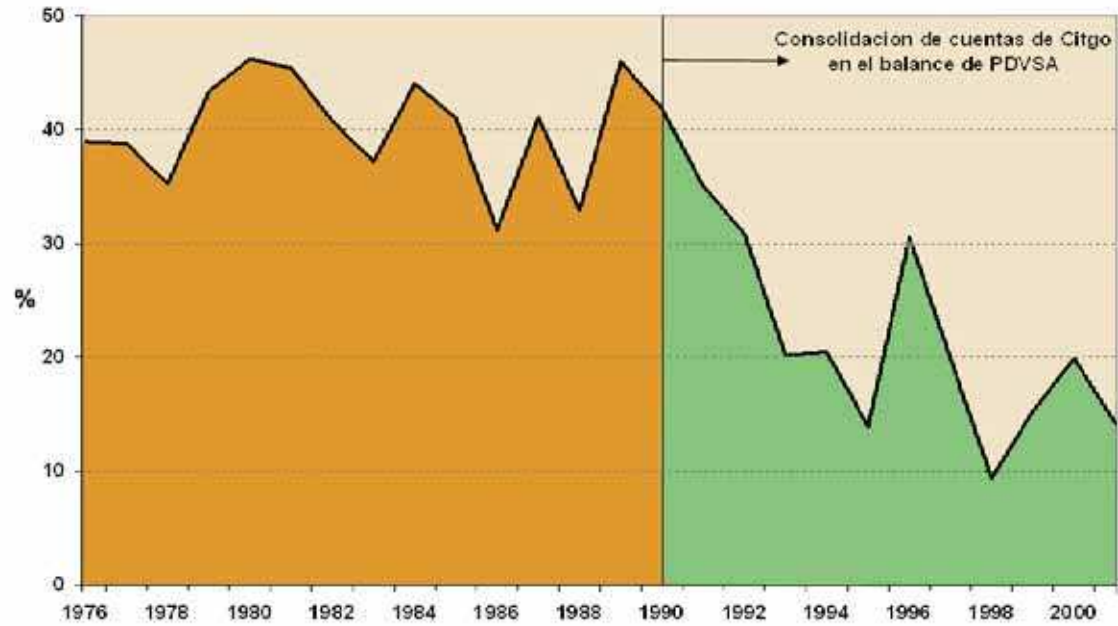


Gráfico 15

PDVSA: Impuesto sobre la renta venezolano como proporción de los ingresos brutos venezolanos (1976-2001).

ocasión desde la creación de PDVSA (1976) en que la participación porcentual de los costos en los ingresos brutos de la industria rebasó a la del ingreso fiscal.

Una de las razones por las cuales los costos de adquisición de crudo y productos de PDVSA son tan altos se deriva de la manera como PDVSA abastece a algunas de sus afiliadas en el exterior –principalmente Ruhr Oel e Isla– a través de empresas de servicios de comercialización –*PDVSA Marketing International* (PMI) en Panamá, Petromar en Aruba–. Como ya se ha dicho, el precio *free on board* (FOB) de los suministros a estas refinerías se calcula deduciendo de sus ingresos por ventas todos los costos asociados a la transformación y mercadeo del crudo y sus derivados, como por ejemplo el transporte, seguros, refinación, distribución, así como comisiones pagadas a las empresas de comercialización. Este mecanismo sirve para imputar al crudo venezolano enviado a estas refinerías deducciones asociadas a actividades que se realizaron fuera de Venezuela –es decir, es un mecanismo para importar costos directamente, sin tener siquiera que pasar por el tamiz que representa una declaración de impuesto sobre la renta–. Por si esto fuera poco, el mecanismo permite que cualquier ineficiencia en la operación se cargue contra el precio del crudo: en el Gráfico 16 se muestra el precio realizado, FOB Venezuela, de los barriles enviados a la Refinería Isla, 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 fuese comparable a la de una refinería promedio en la costa del Golfo de Estados Unidos.

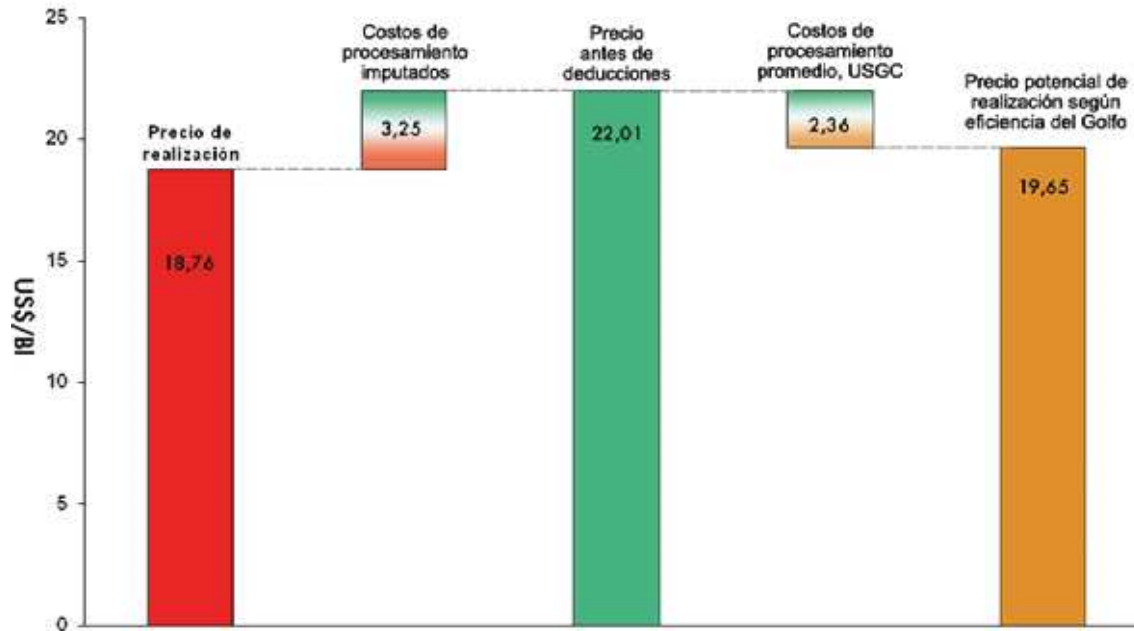


Gráfico 16

Efecto de las ineficiencias operativas en Refinería Isla (en comparación con el nivel promedio de eficiencia en la costa del Golfo de Estados Unidos) sobre el precio de realización de las ventas de crudo venezolano (2001).

Otra de las formas en que el programa de internacionalización contribuye a reducir la base gravable de PDVSA está relacionada con la práctica de utilizar las terminales caribeñas controladas por la compañía –Borco en Bahamas, Bopec en Bonaire, Isla en Curazao y Hovensa en St. Croix– como puntos de venta para colocar una parte significativa de las exportaciones de crudo venezolano (Gráfico 17). Los precios de realización FOB del crudo venezolano en estas terminales no son sujetos de ningún ajuste para efectos fiscales. Esto quiere decir que los embarques cargados en estas terminales se consideran como si se hubieran hecho FOB Venezuela. El problema aquí radica en que el costo de transportar crudo a estas localidades y de almacenarlo para su venta ulterior –que debe ser de 0,50 US\$/Bl, cuando menos– se puede deducir entonces para efectos del cálculo del impuesto sobre la renta en Venezuela, a una tasa del 67,7%, no obstante que estas actividades se han realizado en el extranjero. La importación de costos también está detrás de la decisión de PDVSA de transportar en buques de su propiedad el crudo que vende a sus filiales extranjeras, a pesar de los riesgos financieros y de operación que esto supone, y la baja rentabilidad del transporte marítimo de petróleo. Del total de ventas de crudo a filiales de PDVSA en Estados Unidos, aproximadamente 300 MBD se transportan en buques de PDV Marina, así como todo el crudo enviado a Curazao, y el crudo que se lleva a almacenamiento a Bopec, 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.

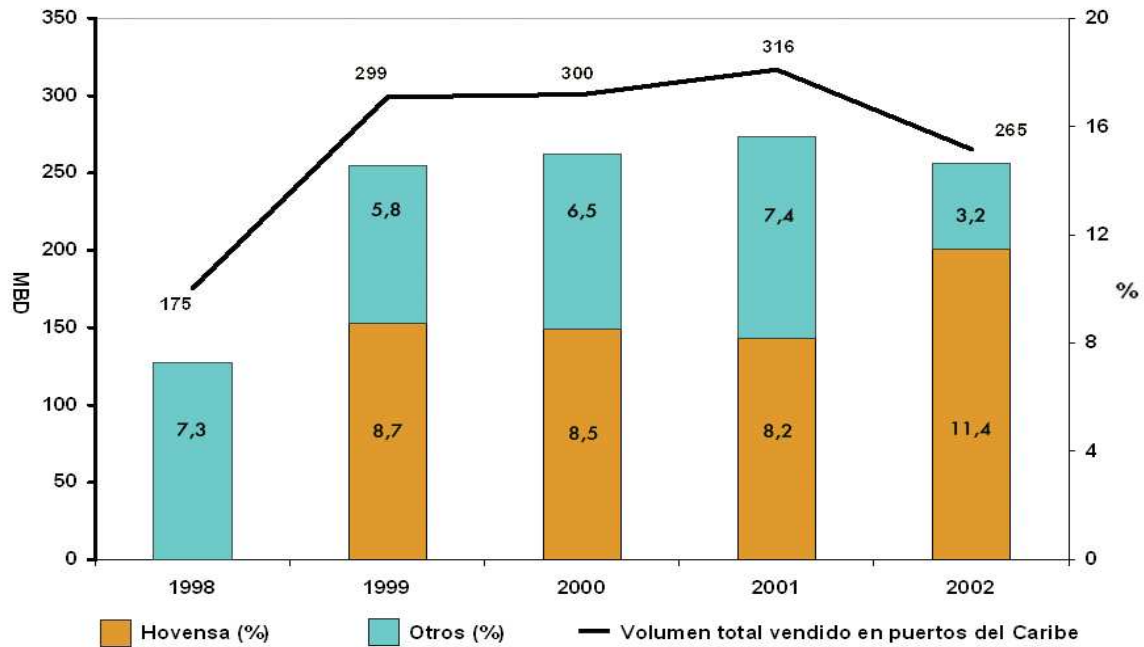


Gráfico 17

PDVSA: Ventas de crudo venezolano FOB en puertos del Caribe (1998-2002).

Es irónico que el imperativo de integrar verticalmente las operaciones de PDVSA se haya esgrimido como la principal justificación para el programa de internacionalización, porque el sistema internacional de refinación y mercadeo de PDVSA, lejos de ser integrado –en el sentido en el que normalmente se entiende este término–, es fuertemente deficitario en crudo y productos. Del lado del crudo, este déficit se ve magnificado por el hecho que algunas de las refinerías extranjeras de PDVSA procesan volúmenes muy pequeños de insumos venezolanos. Éste es el caso de todas las plantas de Ruhr Oel (Gráfico 18), pero en especial de la refinería de Schwedt, la cual nunca ha procesado crudo venezolano. Por lo que toca a la refinería de Lemont, las corridas de crudo venezolano en esta planta se redujeron fuertemente a partir de su adquisición total por parte de PDVSA a finales de 1997 (Gráfico 19). En otras palabras, cuando esta refinería pertenecía en partes iguales a PDVSA y Unocal, procesaba mucho más crudo venezolano del que compra desde que pasó a estar bajo el control exclusivo de PDVSA.

El desbalance de las operaciones de ventas al detal de petrolíferos de Citgo es más notable aún (Gráfico 20). Solamente en gasolina, el déficit promedio de Citgo a lo largo de los últimos cinco años equivale al 53% de sus ventas anuales promedio de este producto (890 MBD). Sin embargo, para hacer frente a requerimientos logísticos, diferencias de tiempo y desbalances en la calidad de los productos, la compañía ha tenido que adquirir un volumen mayor de este producto en el mercado abierto, 643 MBD en promedio durante ese período, lo que equivale al 72% de su volumen de ventas. La rentabilidad del suministro con volumen comprado de

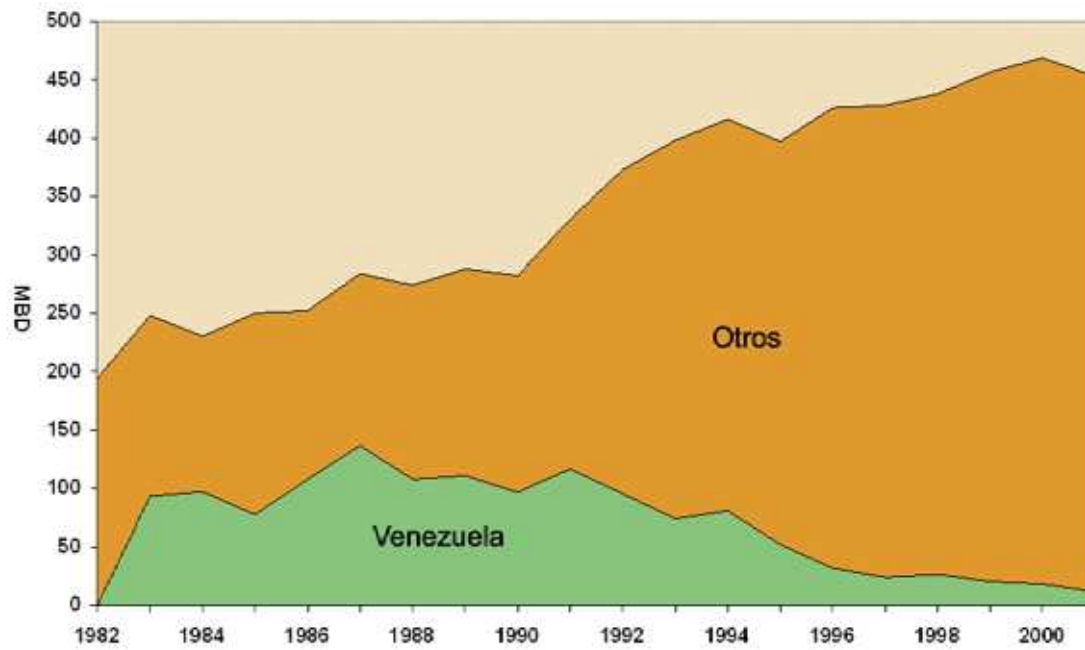


Gráfico 18

Ruhr Oel: Proceso anual de crudo por país de origen (1982-2001).

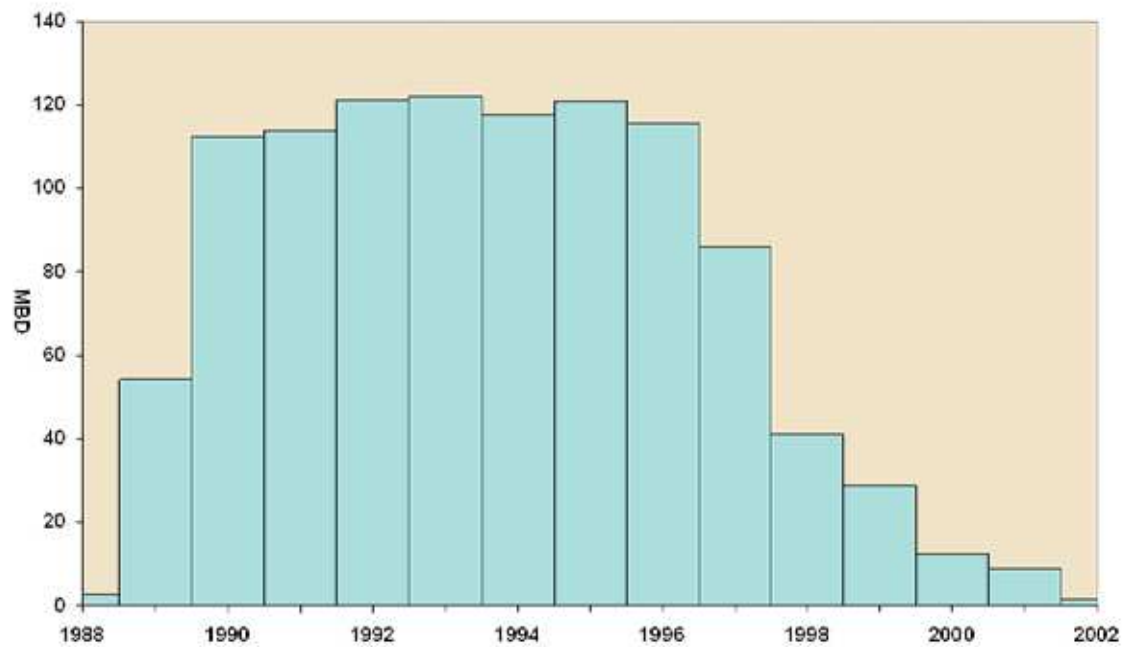


Gráfico 19
PDV Midwest Lemont: Importaciones anuales de crudo venezolano (1988-2002).

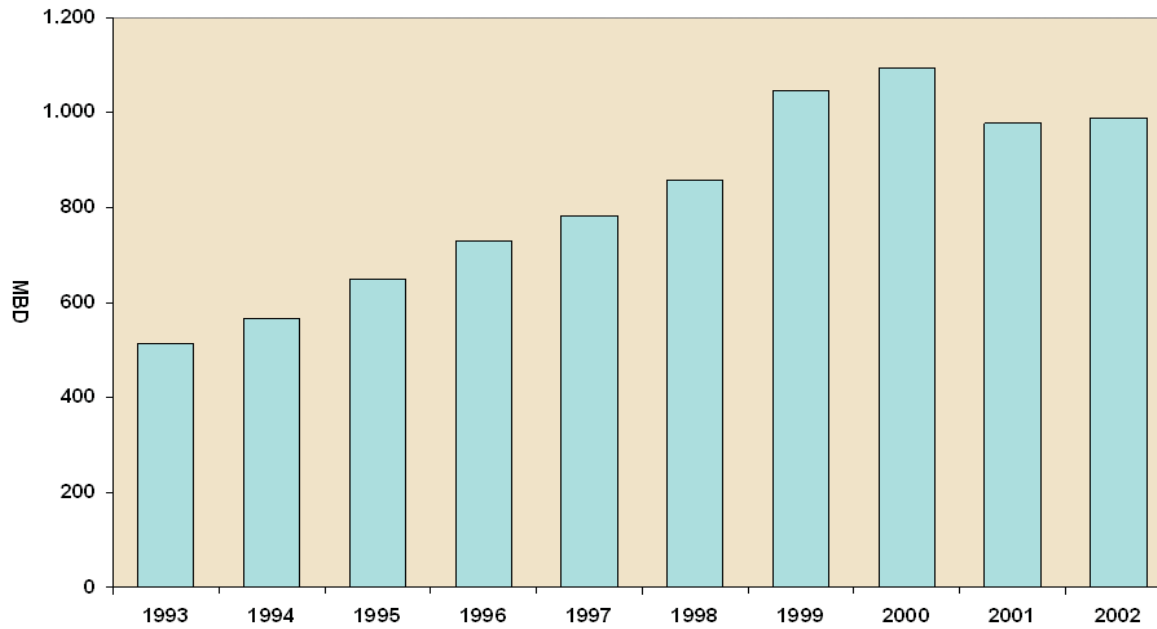


Gráfico 20
Citgo Petroleum: Compras de gasolina y otros derivados (1993-2002).

una proporción mayoritaria de las 13.540 estaciones que componen el sistema de Citgo se ve comprometida por el hecho de que los márgenes en productos para reventa son más bajos que los márgenes en productos manufacturados directamente. En sus evaluaciones de negocios, Citgo no segrega los productos para reventa de los que ha manufacturado directamente, y por lo tanto dice no estar en posibilidades de medir cómo inciden los cambios en los volúmenes de productos para reventa sobre la rentabilidad de la compañía. Sin embargo, para darse una idea del efecto negativo que tienen estos últimos barriles sobre los márgenes de comercialización de Citgo basta pensar que sus costos de adquisición de derivados equivalen al 60% de sus costos totales. Irónicamente, PDVSA ha utilizado la baja rentabilidad de este tipo de operación para realzar el atractivo económico de comprar más activos de refinación, éste ha sido el caso en las adquisiciones de Lyondell, Hess y Chalmette. En cambio, nunca parece haber evaluado seriamente la posibilidad de que Citgo retire su bandera de las muchas estaciones marginales que tiene que suministrar con volumen comprado a terceros.

El papel de las actividades de mercadeo al detal de productos petrolíferos dentro del esquema global de la internacionalización no se restringe a la generación de costos, aunque éste es un cometido que cumplen a la perfección. Una función todavía más importante de la gerencia anterior era asegurar que se mantuviera un flujo constante de crudo, a precios descontados, a través de las refinerías de PDVSA en Estados Unidos. Para lograr esto, Citgo vende gasolina a sus distribuidores con una fórmula *netback* vinculada a los precios de otras compañías

petroleras del área donde cada uno de ellos opera. Dicha fórmula les asegura a los distribuidores de Citgo un margen bruto de aproximadamente diez centavos de dólar por cada galón de gasolina que le compran a la compañía –mientras que los competidores de Citgo dan un margen similar a sus distribuidores, pero por cada galón que venden–. Esto da a los distribuidores de Citgo un claro incentivo para maximizar sus pedidos a la compañía y mantener sus inventarios a tope en todo momento, inclusive durante coyunturas de gran incertidumbre y volatilidad en el mercado. Aún con este mecanismo en operación, el flujo de crudo venezolano a través de las refinerías de Citgo –y de las otras refinerías de PDVSA que suministran a Citgo con gasolina y productos: PDV Midwest, Chalmette, Lyondell-Citgo, Hovensa– concebiblemente podría verse afectado de manera temporal por vaivenes en el mercado de gasolina que descolocaran los precios de venta de Citgo frente a los de sus competidores. Para evitar que esto suceda, Citgo vende gasolina al detal a precios que, en promedio, consistentemente son los más bajos entre todos los de las grandes compañías petroleras que operan en Estados Unidos. Entre este último grupo de compañías, Citgo es la que vende la gasolina más barata en aproximadamente 80% de los mercados metropolitanos donde compite.

Auditoría externa

Debido a la forma como ha sido estructurado el programa de internacionalización, 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. El Gráfico 21 indica la proporción tanto de activos como de ingresos consolidados de PDVSA que los auditores de los estados financieros consolidados de la compañía en Venezuela no han examinado directamente desde 1990, fecha en la cual se consolidaron las cuentas de Citgo con las de PDVSA.

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. Esta tarea de agregación y consolidación ciertamente se ha hecho conforme a criterios válidos desde un punto de vista contable y legal, pero aún así ha dado lugar a que las finanzas de la internacionalización se vuelvan refractarias a preguntas encaminadas a

determinar el impacto fiscal de muchos de los aspectos centrales del programa –por ejemplo, ¿por qué PDVSA paga a filiales de servicios de comercialización montos muy elevados por concepto de comisión sobre las ventas de petróleo que las segundas hacen a algunas de sus filiales de refinación, y por qué estas comisiones terminan deduciéndose como costos en el balance consolidado de PDVSA en Caracas?–. Por esta razón entre otras, el Gobierno venezolano se ha visto impedido de ejercer una función efectiva de auditoría conducente a la cuantificación y evaluación de los costos reales de la estrategia de internacionalización, especialmente en lo que se refiere al aspecto fiscal.

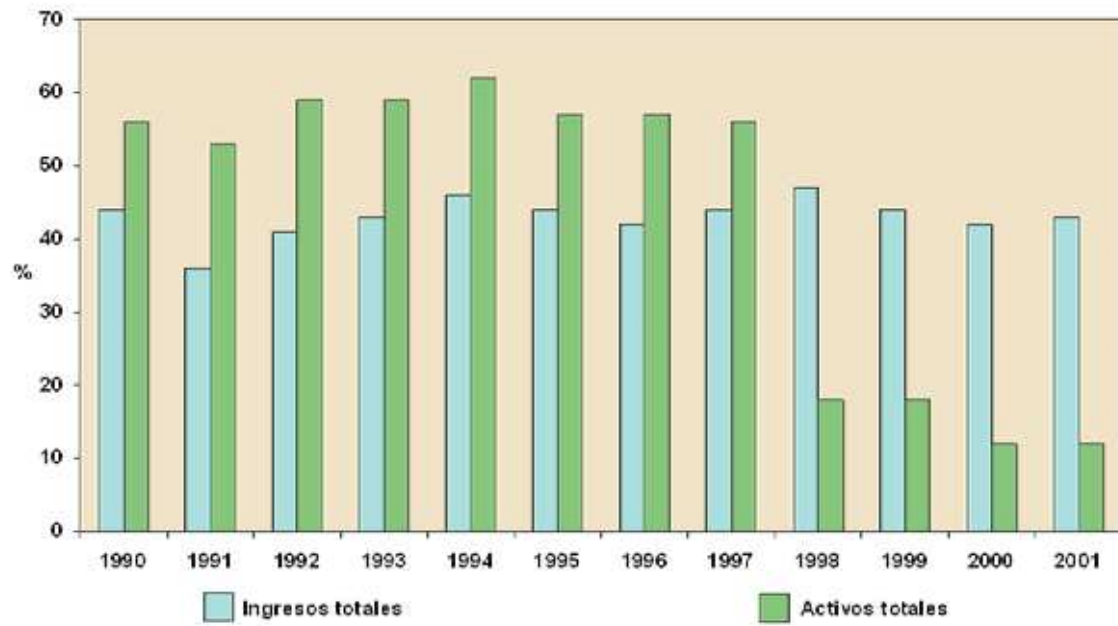


Gráfico 21

PDVSA: Proporción de los ingresos totales y activos totales no auditados por los auditores de estados financieros consolidados (1990-2001).

Deuda

A partir de la primera mitad de la década de los años noventa, la emisión de deuda en los mercados internacionales de capital ha sustituido gradualmente la recirculación de ganancias retenidas a través de complicadas cadenas accionarias como el principal mecanismo de financiamiento para el programa de internacionalización.

El apalancamiento de los activos a través de emisiones de bonos es una opción más atractiva que el financiamiento con flujos generados internamente, por varias razones. En primer lugar, permite 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 comprometan antes de siquiera generarse. En segundo lugar, como los descuentos se utilizan directamente en el servicio de la deuda asociada con los activos internacionales de PDVSA, se puede evitar la riesgosa práctica de concentrar grandes sumas de dinero en una entidad como Venedu. En tercer lugar, los descuentos facilitan la colocación de las emisiones con inversionistas institucionales, porque garantizan que las filiales de PDVSA

en el exterior siempre generarán flujos de caja adecuados para el servicio de sus obligaciones financieras. En cuarto lugar, las emisiones de deuda aportan un elemento de protección a la integridad del programa, porque los compromisos contractuales que PDVSA y sus filiales han asumido restringen 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 –estos compromisos limitan la capacidad de las filiales de PDVSA para llevar a cabo una serie de acciones sin el previo consentimiento de sus acreedores: declarar dividendos, vender activos, adquirir nuevos pasivos no subordinados y adquirir nuevos activos–. En quinto y último lugar, los intereses asociados a estas emisiones de deuda se pagan desde Venezuela y, por lo tanto, se pueden deducir de las obligaciones de la compañía por concepto de impuesto sobre la renta. En aquellas ocasiones en las que la emisión ha corrido a cargo de una filial de PVDSA fuera de Venezuela, el pago de intereses se ha trasladado al país mediante un mecanismo sencillo de ingeniería financiera, consistente en que la filial que contrató el empréstito remita los fondos de la emisión a PDVSA y reciba de ésta notas espejo por el mismo monto de dinero, a la misma tasa de interés.

La expansión del programa de internacionalización ha jugado un papel importante en el aumento del endeudamiento a largo plazo de PDVSA (Gráfico 22). Si se analiza la cronología de la contratación de deuda de largo plazo asociada al programa de internacionalización y respaldada por PDVSA, se puede apreciar que la primera de las emisiones de bonos de esta naturaleza sólo tuvo lugar en 1991, ocho años después del arran-

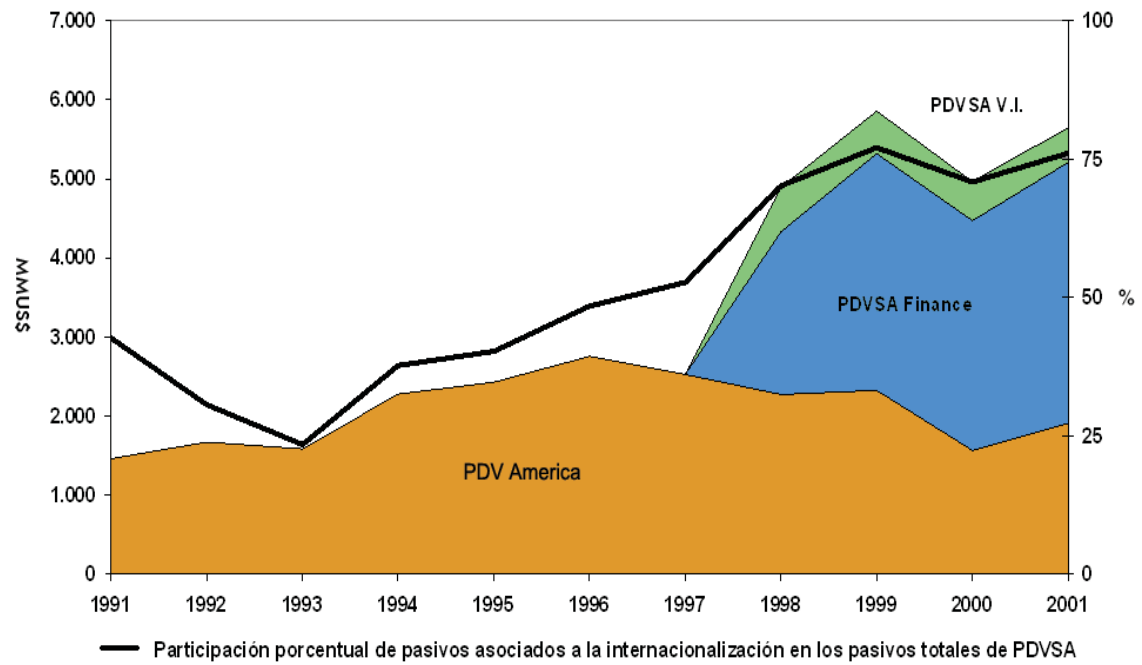


Gráfico 22

PDVSA: Evolución de los pasivos a largo plazo asociados al programa de internacionalización (1991-2001).

que del programa de internacionalización. En vista de los señalamientos hechos arriba en torno a las ventajas del endeudamiento como mecanismo de financiamiento para PDVSA, cabe preguntarse por qué la compañía se demoró tanto para contratar su primer empréstito ligado a la internacionalización. La respuesta es sencilla: 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, más bien al contrario. 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 de 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 remota. Posteriormente, en 1993, se llevó a cabo la recapitalización de PDV America, operación en la cual PDVSA colocó 1.000 MMUS\$ de deuda en las carteras de inversionistas institucionales, y usó parte de los fondos generados para liquidar una línea interna de crédito por 400 MMUS\$ que Venedu había

tenido que extender a Citgo para respaldar la emisión de 1991; Venedu también envió a Citgo 200 MMUS\$ adicionales a manera de contribución patrimonial para la adquisición de la participación en Lyondell, haciendo aparecer a estos fondos como provenientes de la emisión. En esta operación PDVSA también recurrió al mecanismo de notas espejo para trasladar las deducciones por concepto de pago de intereses a los bonos emitidos por PDV America de Estados Unidos a Venezuela.

En fechas recientes, la mayor parte del endeudamiento externo de PDVSA se ha canalizado a través de PDVSA Finance, una corporación domiciliada en las Islas Caimán y establecida en marzo de 1998 para la emisión de bonos quirografarios avalados por las cuentas por cobrar generadas por PDVSA Petróleo; el saldo por liquidar de sus emisiones hasta fines de 2000 es de 2.907 MMUS\$. Estrictamente hablando, estos bonos no están vinculados con los activos de PDVSA en el exterior. De hecho, el atractivo de este tipo de vehículo de financiamiento estructurado radica en que permite a compañías petroleras estatales como PDVSA y PEMEX colocar bonos a tasas de interés significativamente menores a las que atraería la deuda soberana de sus respectivos gobiernos. Esto es posible porque este tipo de vehículo reduce significativamente el riesgo de suspensión de pagos a los inversionistas: el dinero para el pago de intereses se extrae de cuentas especiales administradas por un agente fiscal, por las cuales pasa la mayor parte de la factura petrolera de estas compañías a clientes designados en Estados Unidos, antes de su envío a sus respectivos países.

Las filiales de refinación de PDVSA en Estados Unidos generan cuando menos 50% de las cuentas por cobrar mediante las cuales se realizan los pagos de intereses a inversionistas institucionales. Por ello, el clausulado de los bonos de PDVSA Finance especifica que PDVSA no podrá vender ninguna de las refinerías en las que tiene participación accionaria en Estados Unidos sin la aprobación del consejo de PDVSA Finance –compuesto por el director de finanzas, el tesorero y el gerente de planeación y control financieros de PDVSA, además del director del Cayman Islands Monetary Authority–. Las consecuencias potenciales aparejadas a la no observancia de los compromisos contractuales de PDVSA Finance son extremadamente serias. Por lo mismo, esta salvaguarda adicional probablemente constituye en la actualidad el elemento más importante de protección de las inversiones de PDVSA en el extranjero contra la posible interferencia del Gobierno venezolano. Basta con pensar que, en el caso hipotético de que dicho gobierno hubiera intentado forzar a PDVSA a vender sus activos de refinación en Estados Unidos, el agente fiscal de PDVSA Finance habría podido declarar a PDVSA en violación de sus compromisos contractuales con el vehículo y, acto seguido, habría podido comenzar a retener la totalidad de la factura petrolera venezolana generada por clientes designados del vehículo en Estados Unidos hasta acumular un monto suficiente para liquidar a los acreedores. El saldo de los bonos emitidos por PDVSA Finance hasta finales de 2001 es de 3.300 MMUS\$.

El endeudamiento asociado con el programa de internacionalización no está limitado a los bonos respaldados directamente por PDVSA. El monto de la

deuda a largo plazo de subsidiarias no consolidadas de PDVSA –Lyondell-Citgo, Hovensa, Nynäs, Merey Sweeny L.P.– también es considerable: casi 1.400 MMUS\$. En general, el valor presente neto de los activos de refinación de estas subsidiarias es inferior a la suma de sus pasivos a largo plazo, mas el capital que PDVSA ha invertido en ellos a lo largo del tiempo –es decir, su costo de adquisición más descuentos capitalizados sobre suministros de crudo–. Esto se debe a que los flujos de caja que estos activos generarían en manos de una contraparte no afiliada con PDVSA serían inferiores a los que generan actualmente, ya que las altas tasas de proceso que se han logrado en estas refinerías a través del tiempo han sido posibles gracias solamente a los descuentos en los insumos provenientes de Venezuela. Por lo tanto, si bien los pasivos de estas refinerías no comprometen patrimonialmente a la República, su magnitud es tal que –en el mejor de los casos– la República recuperaría con la venta de estas plantas solamente una fracción del capital que se ha invertido en ellas a lo largo de más de veinte años.

Seguridad de colocación

El programa de internacionalización ha transformado a PDVSA en el tercer o cuarto refinador más grande del mundo, pero a un costo sumamente elevado para Venezuela. A cambio, el programa ha reducido los ingresos por concepto de exportación de petróleo venezolano mediante los descuentos en los precios de transferencia así como de la importación de costos a través de una carga fiscal porosa. Los flujos asociados a estos descuentos se han apalancado de tal manera que un intento por parte del Gobierno venezolano de aumentar significativamente los dividendos declarados por PDVSA podría concebiblemente desembocar en la bancarrota de la compañía. Además, cualquier potencial comprador sin acceso a los descuentos que han sustentado la rentabilidad de estos activos estaría dispuesto a pagar un precio muy inferior a los montos que PDVSA ha invertido en ellos a lo largo de los años. En suma, el objetivo estratégico de colocar grandes volúmenes de crudo en instalaciones controladas por PDVSA se ha conseguido a costa de una fuerte disminución en la retribución patrimonial que la Nación

venezolana recibe a cambio de permitir la explotación de un recurso natural no renovable que es de su exclusiva propiedad y dominio. Esto es grave de por sí, pero más grave aún es el hecho de que la evidencia disponible indica que este sacrificio fue innecesario.

Una parte significativa (39 %, equivalente a 1.976 MMBbl) del volumen total de crudo que se ha exportado bajo los auspicios del programa de internacionalización está constituida por crudos ligeros y medianos (es decir, 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 (30° API de gravedad promedio). Del mismo modo, en la Refinería Isla, el proceso de crudos ligeros y medianos entre 1986 y 2002 (135 MBD en promedio) ha excedido con mucho al de crudos pesados (60 MBD en promedio), lo cual no es sorprendente dada la configuración relativamente simple de esta planta. Finalmente, como se puede apreciar en el Gráfico 23, a partir de 1986 las refinerías de alta conversión que PDVSA posee en Estados Unidos, incluyendo las Islas Vírgenes americanas, han sido el destino más importante para las exportaciones venezolanas de crudos con gravedad superior a 25° API a este mercado. De hecho, el promedio de la razón de levantamientos de refinerías afiliadas en EE UU contra exportaciones totales de Venezuela a este país para los años comprendidos entre 1986 y 2002 es comparable para los crudos pesados (53%), por un lado, y los crudos ligeros y medianos (51%), por el otro. En buena parte, esto se debe a que a finales de la década de los años ochenta, la proporción de las exportaciones venezolanas de crudos ligeros que fue a dar a manos de las filiales de PDVSA en Estados Unidos sobrepasó el 90%.

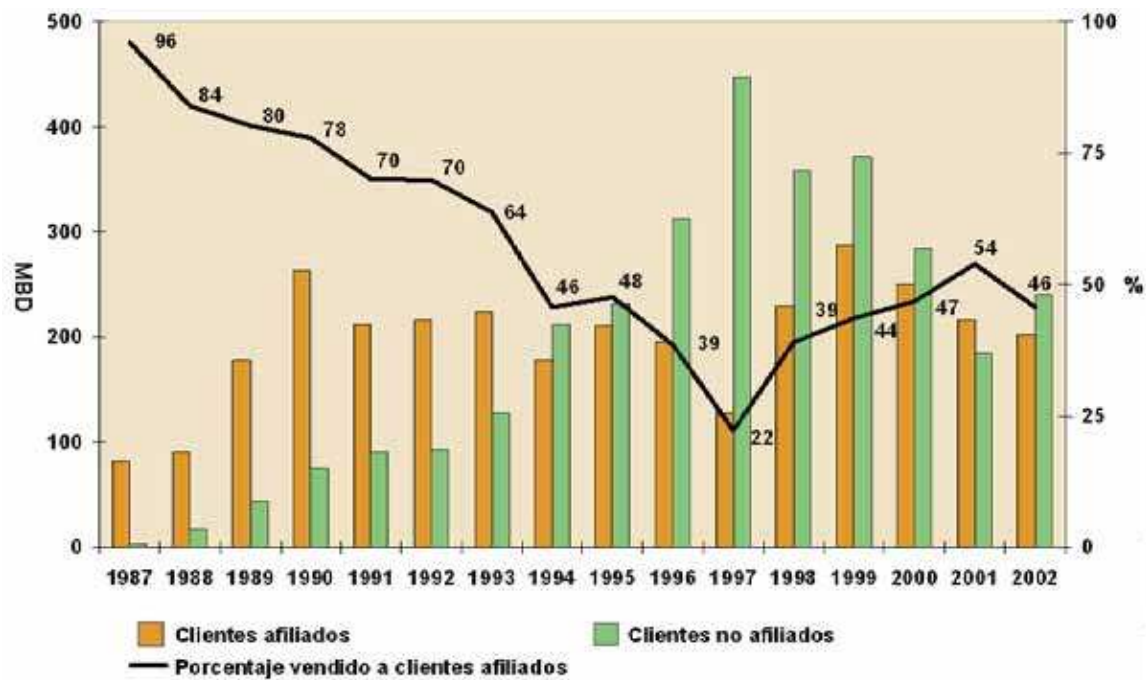


Gráfico 23
 PDVSA: Ventas de crudo ligero y mediano (25,1 +°API) en Estados Unidos por tipo de cliente (1987-2002). Inluye Puerto Rico y las Islas Vírgenes americanas.

Ahora bien, la mayoría de las exportaciones de crudo de PDVSA consiste de corrientes muy pesadas (gravedad menor a 25 °API) y viscosas, y con elevado contenido de azufre, nitrógeno, metales y ácidos nafténicos. El mercado para este tipo de crudos es sumamente ineficiente, ya que solamente pueden ser procesados en costosas plantas de alta conversión, las cuales convierten las corrientes residuales en productos ligeros. Pero, aunque la comercialización de crudos pesados plantea problemas de diversa índole, la carencia de activos de refinación no ha afectado a otros productores que, al igual que PDVSA, tienen que colocar grandes volúmenes de crudo de baja calidad. PEMEX, la compañía en el mundo que está más expuesta a las vicisitudes del mercado de crudo pesado junto con PDVSA, ha visto sus ventas de crudo pesado tipo Maya (22 °API y 3,5% de azufre) en el mercado de Estados Unidos incrementarse de 412 MBD a 1.148 MMBD. Este crecimiento es superior al que han registrado las ventas de PDVSA de crudos venezolanos con gravedad de 25 °API o menos, las cuales han pasado de 410 MBD en 1987 a 900 MBD en 2002 y esta última cifra no toma en cuenta la caída de las exportaciones causada por el paro de la industria petrolera venezolana a finales de ese año. El incremento en las exportaciones mexicanas ha ocurrido a pesar de que los levantamientos de la única refinería afiliada de PEMEX en Estados Unidos, localizada en Deer Park, Texas, solamente representan menos del 10% de las ventas totales acumuladas de este tipo de crudo desde 1987. Como se puede apreciar en el Gráfico 24, la participación de PEMEX en el mercado de crudo pesado de Estados Unidos –de lejos, el más grande mercado del mundo y el más importante tanto para México como para Venezuela– a través del tiempo ha sido ligeramente superior en promedio a la de PDVSA.

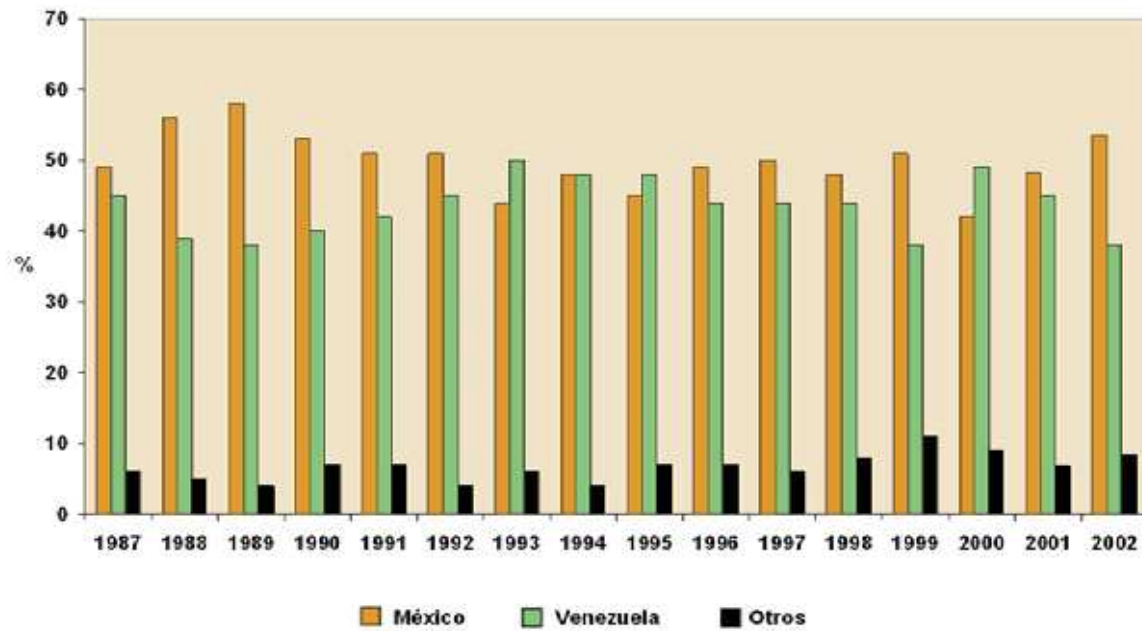


Gráfico 24
Origen de las importaciones de crudo pesado en refinерías de la costa del golfo de Estados Unidos (1987-2002).

***La internacionalización durante
el gobierno del Presidente Chávez:
recuperación del control fiscal***

El Presidente Chávez valoró la necesidad apremiante de asegurar una renta petrolera estable y detener el colapso de la contribución fiscal de la industria petrolera venezolana. Pronto se hizo evidente a los miembros de su gobierno que el programa de internacionalización era incompatible con la consecución de estos objetivos, ya que los activos internacionales de refinación y mercadeo de PDVSA contribuían de manera desproporcionada a los costos operativos de la empresa, pero su aportación a los ingresos gravables para efectos del impuesto sobre la renta era despreciable, y su efecto sobre el precio de liquidación del crudo venezolano muy negativo. Sin embargo, en el corto plazo, esta situación no se podía remediar administrativamente, ya que los contratos de suministro entre PDVSA y sus filiales en el exterior estaban ligados con una serie de compromisos contractuales que la compañía asumió cuando colocó diversas emisiones de bonos en los mercados internacionales de capital: Citgo en 1991 y 1996, PDV America en 1993, PDVSA Finance en 1997 y subsiguientes.

La primera acción que podía tomar el gobierno del Presidente Chávez con el fin de prevenir aún mayores

daños fiscales era impedir que PDVSA incorporara nuevas refinerías al programa. En el año 2000, PDVSA intentó llevar a cabo una operación para quedar como único dueño de la refinería Lyondell-Citgo en Houston, cuyo contrato de suministro es el más oneroso de cuantos hay en el programa. El Ministerio de Energía y Minas ordenó la suspensión inmediata de la operación cuando se descubrió que el precio de compra especialmente ventajoso que PDVSA decía haber conseguido en sus negociaciones con Lyondell en realidad era atribuible a la existencia –no revelada– de una opción de compra que formaba parte del paquete original de adquisición de la refinería y que además estaba a punto de expirar. Posteriormente, en abril de 2001, la dirigencia de PDVSA ignoró las objeciones del Ministerio de Energía y Minas y firmó una carta de intención para adquirir el interés remanente (57,1%) de Lyondell en la refinería de Houston, apenas se hubiera llevado a buen término el refinanciamiento de los pasivos de la sociedad Lyondell-Citgo. Para entonces, PDVSA había dado ya su consentimiento formal de ser aval financiero solidario de Citgo en caso de que esta compañía enfrentara problemas por pérdidas relacionadas a la inversión en Lyondell-Citgo. Nuevamente, la adquisición no se completó debido a que el Ministerio de Energía y Minas rehusó dar su aprobación, por considerar que liquidar una participación accionaria parcial en un negocio que generaba sensibles pérdidas era una opción más atractiva que comprar la totalidad del mismo.

Como ya se ha explicado, la rescisión o renegociación unilateral de los contratos vigentes de suministro a filiales o la venta forzada de las refinerías de PDVSA en el exterior hubieran traído aparejados costos

inaceptables tanto para el Gobierno venezolano como para el país entero. Por ello, la gestión del Presidente Chávez determinó que la eliminación de los efectos negativos que sufre el erario público venezolano por causa del programa de internacionalización tendría que hacerse por la vía fiscal. Como primer paso en este proceso, en septiembre de 1999, el 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. Esta disposición se fundamentaba en 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. La observancia de este principio básico en Venezuela se interrumpió en 1985, cuando los entonces titulares de los ministerios de Energía y Minas, por un lado, y Finanzas, por el otro, acordaron que las obligaciones fiscales derivadas de la exportación de petróleo venezolano se calcularían con base en los precios declarados por el contribuyente, sin que se hiciera ninguna distinción entre precios de transferencia y precios de mercado abierto (Gaceta Oficial N° 33.142, 11 de enero de 1985).

Como se puede apreciar en el Gráfico 25, el no incluir las transacciones con empresas afiliadas hace una diferencia significativa en el precio de liquidación ponderado y, por lo tanto, en la recaudación fiscal del Gobierno venezolano. No obstante lo anterior, la gerencia de PDVSA se rehusó a obedecer la directiva del

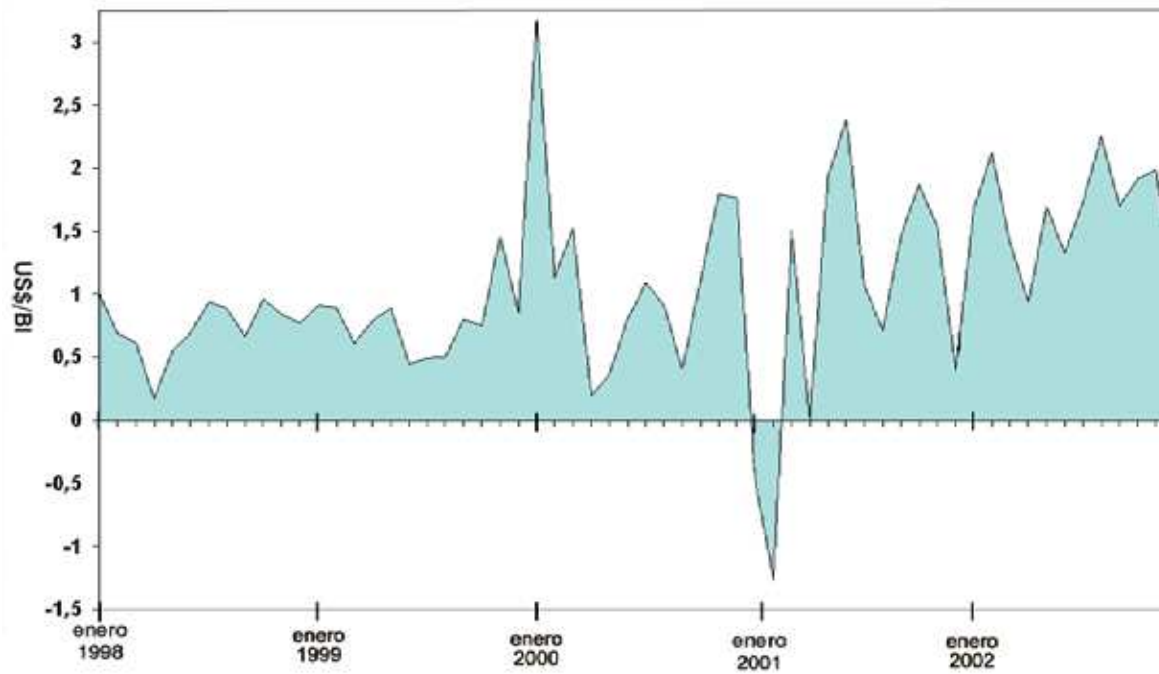


Gráfico 25
PDVSA: Efecto de excluir las transacciones con afiliadas del cálculo de las obligaciones mensuales por concepto de regalía (1998-2002).

Ministerio de Energía y Minas respecto a que la regalía se liquidara exclusivamente a partir de los precios de operaciones realizadas con terceros. La compañía continuó en desacato de esta disposición hasta que tuvo lugar el relevo en la dirigencia de PDVSA tras los sucesos de abril de 2002. Ahora que esta situación en torno al pago de la regalía se ha solucionado, el próximo paso en el proceso de recuperación fiscal será aplicar el mismo principio de no inclusión de transacciones afiliadas al cálculo de las obligaciones por concepto del impuesto sobre la renta.

Hay que apuntar, finalmente, que entre los objetivos fundamentales de la Ley Orgánica de Hidrocarburos del año 2001 está impedir que el ingreso fiscal de la Nación sufra menoscabo debido a la integración de actividades de exploración y producción, por un lado; con actividades de transporte, refinación y mercadeo por el otro, tanto dentro como fuera de Venezuela. Por ello, la ley ahora exige a las empresas petroleras con operaciones en Venezuela que segreguen y reporten por separado la contabilidad de sus operaciones aguas arriba y aguas abajo, en términos tanto de precios como de volúmenes. Por lo que toca a las operaciones de refinación y mercadeo de PDVSA en el extranjero, esta disposición permitirá que se hagan transparentes los descuentos que hasta ahora han sustentado la rentabilidad de las mismas. Además, terminará por alinear los objetivos mercantiles de la compañía con los objetivos de recaudación del fisco e incentivará a PDVSA a reestructurar sus operaciones en el exterior, so pena de que éstas se vuelvan tan onerosas para la compañía como lo han sido para el fisco durante más de 20 años.

Ésta, sin duda, es una tarea no menos difícil por ser impostergable, máxime en vista de la coyuntura por la cual actualmente atraviesa PDVSA. Sin embargo, la anterior dirigencia 'meritocrática' de PDVSA jamás la hubiera emprendido por voluntad propia, debido a que hubiera chocado con su proyecto político profundamente anti-nacional. Pero gracias tanto a los cambios en el seno de la compañía como a la recuperación por parte del MEM de sus atributos legales, en este momento se puede decir que están dadas las condiciones necesarias –más no suficientes– para llevar esta tarea a buen término. Y hay muchas razones de peso para pensar que tanto PDVSA como el MEM estarán a la altura de las exigencias y necesidades de la nación venezolana.

Glosario

Aguas abajo	Esta expresión designa las actividades de procesamiento y refinación, transporte y mercadeo de derivados del petróleo.
Aguas arriba	Así se designan las actividades de exploración y producción de crudo y gas natural.
Crudos marcadores	Los productos marcadores (West Texas Intermediate, Brent Blend, Omán, Tapis o Alaska North Slope) son crudos que sustentan un mercadeo <i>spot</i> líquido y razonablemente transparente, cuyas cotizaciones se utilizan como referencia para determinar el precio de otros crudos.
Grados API	Es práctica común clasificar al crudo en función de su densidad, expresada en grados API. El agua tiene una gravedad de 10 °API. El petróleo crudo es menos denso que el agua, y por eso flota sobre la misma, como puede constatarse en

un derrame. Los crudos extra-pesados del Orinoco son más densos que el agua, es decir que son más pesados ya que su gravedad API es inferior a 10°.

Incoterm ex-tank

Los incoterms son términos comerciales creados por la Cámara de Comercio Internacional en 1936, con el objetivo de facilitar la gestión del comercio internacional. Mediante el uso de los incoterms, los exportadores fijan los precios de manera que tanto los gastos como los riesgos del transporte internacional se reparten con claridad entre el vendedor y el comprador. También cubren las responsabilidades relativas a los seguros sobre las mercancías y a las formalidades aduaneras. En la actualidad, se reconocen 13 incoterms.

Netbacks

El *netback* de un crudo es el resultado de restar los costos de procesamiento y transporte a la sumatoria de los rendimientos volumétricos relativos de todos los productos obtenidos de su procesamiento, multiplicados por el precio *spot* de los mismos.

Siglas

FOB	<i>Free on board-</i> Libre a bordo, puerto de carga convenido
MBD	Miles de barriles diarios
MMBI	Millones de barriles
MMUS\$	Millones de Dólares de Estados Unidos
PMI	PDVSA Marketing International (Panamá)
USGC	Costa del Golfo de Estados Unidos
US\$/BI	Dólares de Estados Unidos por barril
%S	Porcentaje de contenido de azufre, por peso

Índice de mapas, gráficos y cuadros

Mapa 1: Ubicación de las refinerías europeas en las que PDVSA ha adquirido participación accionaria	19
Mapa 2: Refinerías y terminales de almacenamiento adquiridos por PDVSA en EE UU, el Caribe y el Atlántico	20
Gráfico 1: Diagrama organizacional simplificado del sistema internacional de PDVSA	21
Cuadro 1: Cronograma de adquisiciones de activos de refinación y almacenamiento de Venezuela	22
Gráfico 2: Comparación de venta a clientes afiliados y no afiliados, por tipo de mecanismo de valoración	33
Cuadro 2(a, b, c): Precios FOB, volúmenes y calidades de crudo suministrado, por mercado y tipo de cliente	36
Gráfico 3: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Santa Bárbara, por tipo de cliente	40
Gráfico 4: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Mesa/Furrial, por tipo de cliente	41
Gráfico 5: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Merey, por tipo de cliente	42

Gráfico 6: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo Boscán, por tipo de cliente	43
Gráfico 7: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo ligero (35 + °API), por tipo de cliente	45
Gráfico 8: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo mediano (25,1-35 °API), por tipo de cliente	46
Gráfico 9: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo pesado (15,1-25 °API), por tipo de cliente	47
Gráfico 10: Comparación de precios de facturación para ventas de crudo extrapesado (<15 °API), por tipo de cliente	48
Gráfico 11: Citgo: Efecto de los precios preferenciales de adquisición de crudo venezolano sobre la rentabilidad	50
Gráfico 12: Comparación de precios puntuales FOB para el crudo Merey a la costa del golfo de EE UU	53
Gráfico 13: Comparación de precios puntuales FOB para el crudo ligero del Lago de Maracaibo	54
Gráfico 14: Costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos como % de los costos totales consolidados	57
Gráfico 15: Impuesto sobre la renta venezolano como proporción de los ingresos brutos venezolanos	58
Gráfico 16: Efecto de las ineficiencias operativas en Refinería Isla sobre el precio de venta de crudo venezolano	60
Gráfico 17: Ventas de crudo venezolano FOB en puertos del Caribe	62

La internacionalización de PDVSA: una costosa ilusión

Gráfico 18: Ruhr Oel: Proceso anual de crudo por país de origen	64
Gráfico 19: PDV Midwest Lemont: Importaciones anuales de crudo venezolano	65
Gráfico 20: Citgo Petroleum: Compras de gasolina y otros derivados	66
Gráfico 21: Proporción de ingresos totales y activos totales no auditados por auditores de estados financieros	71
Gráfico 22: Evolución de los pasivos a largo plazo asociados al programa de internacionalización	75
Gráfico 23: Ventas de crudo ligero y mediano (25,1+ °API) en Estados Unidos por tipo de cliente	83
Gráfico 24: Origen de las importaciones de crudo pesado en refineries de la costa del golfo de Estados Unidos	85
Gráfico 25: Efecto de excluir las transacciones con afiliadas del cálculo de las obligaciones mensuales por regalía	90

Entre 1983 y 1999, en el marco de la "internacionalización" de PDVSA, se realizaron cuantiosas inversiones para adquirir, total o parcialmente, 23 refinerías y 3 terminales de almacenamiento localizados en 8 países. Progresivamente la empresa se convirtió en el tercer mayor refinador del mundo.

Ello significó un costo exorbitante para el empobrecido pueblo de Venezuela, el cual ascendió a 6,5 millardos de dólares. Los volúmenes de crudo venezolano enviados a estas refinerías se vendieron a precios artificialmente bajos, mucho menores que los del mercado abierto, con un descuento promedio de 1,50 US\$/BI. Ello afectó aproximadamente la mitad de las exportaciones del país, aparentando una supuesta rentabilidad, mientras el fisco nacional dejó de recaudar unos 8 millardos de dólares.

La internacionalización se utilizó para generar costos deducibles de impuestos en Venezuela. En total se absorbieron cuando menos 20 millardos de dólares del patrimonio de la República, sin contar con más de 5 millardos de barriles. La evidencia disponible indica que ese sacrificio fiscal fue innecesario, además de comprometer al país por medio de convenios que tardarían décadas en vencerse.

La internacionalización, orgullo máximo de la "meritocracia" de PDVSA, solo fue un mecanismo de evasión fiscal, importación de costos y lavado de dinero. Para ocultar esa realidad y frustrar la auditoría del Estado, los empresarios apátridas construyeron una compleja red de 198 empresas radicadas fuera del país, a través de las cuales canalizaban las divisas. Por derecho ese dinero debería haber ingresado a las arcas públicas, para erradicar la pobreza, y no en el exterior de Venezuela.

A finales de los noventa, al colapsar los precios del petróleo, se acentuó la crisis fiscal venezolana, agravada por la gestión de la vieja PDVSA. Las filiales venezolanas en el extranjero no rendían cuentas a su casa matriz, ni atendían las directrices del Ministerio de Energía y Minas.

Cuando el Presidente Chávez asumió el gobierno, objetó que casi no se hubieran repatriado ganancias generadas por la internacionalización de PDVSA e inmediatamente giró instrucciones para que las filiales en el extranjero contribuyeran al fisco. El intento del Presidente Chávez de recuperar el control fiscal de la República fue uno de los principales factores que inspiraron el fallido golpe de estado de abril de 2002 y la traicionera huelga petrolera de ese mismo año.



Ministerio de Energía y Minas

Dirección de Asuntos Públicos

asuntospublicos@mem.gov.ve

Tlfs: (0212) 708.70.34, 708.70.33

Fax: (0212) 708.70.32

www.mem.gov.ve