

EL PROGRAMA DE INTERNACIONALIZACIÓN DE PDVSA: ¿TRIUNFO ESTRATÉGICO O DESASTRE FISCAL?

Juan Carlos Boué

Quedando enteramente a mi arbitrio y libertad las cosas, la disposición, el estilo... púseme en el estado de una duda universal sobre cuanto se había publicado en la materia, con firme resolución de apurar la verdad de los hechos y las circunstancias hasta donde fuera posible en fuerza de documentos ciertos e incontrastables.

Don Juan Bautista Muñoz y Ferrandis, *Historia del Nuevo Mundo* (Madrid, 1793)

En círculos petroleros internacionales, Petróleos de Venezuela goza de una reputación envidiable. Por ejemplo, desde hace algún tiempo, la revista *Petroleum Economist* realiza un sondeo anual de opinión acerca de cuál es la petrolera estatal mejor manejada, y Pdvsa siempre ha encabezado la lista (aunque hay que señalar que el sondeo nunca ha considerado a las compañías estatales del Primer Mundo)¹. Pero entre las muchas ambiciosas iniciativas empresariales que Pdvsa ha acometido desde su nacimiento en 1976, probablemente ninguna haya generado tanto interés como el programa de internacionalización. Mediante este programa, el cual gira en torno a la adquisición de activos de refinación, comercialización y almacenamiento en el exterior de Venezuela, Pdvsa ha conformado un extenso emporio compuesto por 19 refinerías (localizadas en Estados Unidos, Alemania, Suecia, Bélgica, el Reino Unido, las Islas Vírgenes americanas y las Antillas Neerlandesas), y también ha establecido una importante presencia en los sectores petroleros de los primeros cinco de estos países (que se cuentan entre los consumidores de petróleo más importantes del mundo). Las inversiones asociadas al programa de internacionalización probablemente representen uno de los más grandes flujos internacionales de capital en dirección Sur-Norte.

¹ Hasta la fecha, Luis Giusti es el único ejecutivo proveniente de una compañía estatal de un país exportador en ser distinguido con el premio "Ejecutivo petrolero del año", otorgado entre otros a John Browne de BP, Lucio Noto de Mobil y Thierry Desmarest de TotalFinaElf.

En vista del perfil internacional tan alto del programa de internacionalización, es paradójico que los detalles en torno a su desarrollo y funcionamiento sigan envueltos en una nube de misterio, especialmente en Venezuela. Esta situación se deriva de la postura tradicional de Pdvsa respecto a la diseminación de información sobre sus actividades. La compañía mantiene que tanto sus empleados como sus ex empleados deben evitar enfrascarse en “polémicas inútiles” con políticos o críticos de la industria petrolera, y que siempre deben ejercer la máxima discreción y circunspección al discutir sobre temas petroleros (*Petróleos Informa*, n° 9, agosto de 1985, 14). En la práctica, estas restricciones dificultan la labor de quien desee obtener una visión distinta a la oficial sobre un asunto en el cual los intereses corporativos de Pdvsa puedan estar en juego. Un buen ejemplo de ello se encuentra en la respuesta negativa que diera Brígido Natera (presidente de Pdvsa entre 1983 y 1986) a la solicitud del entonces presidente de la república Jaime Lusinchi de que explicara al detalle la adquisición por parte de Pdvsa de una participación accionaria de 50% en una refinería propiedad de Citgo, para así terminar con la polémica y la especulación que había en el seno del Congreso venezolano respecto a supuestas irregularidades en torno a esta operación. Natera se rehusó a acatar esta orden alegando que esto hubiera ido en desmedro de los intereses de la compañía, ya que los detalles de una transacción comercial tan compleja como ésta interesarían antes que nada a los competidores de Pdvsa (*Petróleos Informa*, 1986, n° 15, 15). Resulta algo difícil reconciliar un episodio como éste con la pretensión del ex presidente de Pdvsa Andrés Sosa Pietri de que en la gestión de los negocios de la compañía “no [puede] hablarse de ‘falta de información’... [y] más bien [puede] hacérsenos la aseveración contraria: ‘Ustedes informan demasiado’” (Sosa Pietri, 1993, 270). Más atinadas parecen las observaciones que hiciera el actual vicepresidente y ex ministro de la Defensa, José Vicente Rangel, al señalar que “el establecimiento petrolero es un coto cerrado al que no se le puede entrar. Alguien decía: en Venezuela se acabó el secreto militar, el bancario y hasta el sumarial. Sólo quedan el de confesión y el de Pdvsa” (Rangel, 1994, 1).

Dado el hermetismo de Pdvsa, no resulta extraño que las hipótesis y las conclusiones de los trabajos académicos dedicados al tema de la internacionalización (Malone, 1989; Baena, 1996; Sánchez Rodríguez, 1998) casi siempre sean indistinguibles en lo esencial de aquellas que en diversas ocasiones han expresado altos ejecutivos de la industria petrolera venezolana (Alcock, 1992; Olmeta, 1995; Rodríguez, 1994; Sosa Pietri, 1993). Pero si bien dicho hermetismo explica esta convergencia de puntos de vista, no necesariamente la excusa. Es cierto que “las declaraciones públicas de funcionarios del gobierno... [pueden ser] una explicación *inicial* aceptable” (Székely, 1983, 21; cursivas nuestras) para decisiones como las que subyacen al programa de internacionalización. Pero también lo es que la esencia del trabajo académico consiste en “apurar la verdad de los hechos y las circunstancias” a través del cuestionamiento de dichas declaraciones,

preferiblemente mediante “documentos ciertos e incontrastables” como a los que en su momento recurriera Juan Bautista Muñoz para redactar su ejemplar historia revisionista de las Indias. Ahora bien, si José Vicente Rangel no se equivocaba cuando escribió el pasaje citado anteriormente, sería lógico asumir que cualquier intento de obtener documentos de esta naturaleza sobre asuntos relacionados con la internacionalización tropezará con obstáculos insalvables. Afortunadamente, esto no es cierto: hay una buena cantidad de fuentes de información en el dominio público a las cuales un investigador puede recurrir para esbozar un cuadro razonablemente detallado y completo de este importantísimo programa.

La contradicción aparente entre esta disponibilidad de información, por un lado, y la cultura hermética que según muchos críticos de Pdvsa priva en el seno de la compañía, por el otro, no es difícil de explicar. Gran parte de esta información —especialmente la de corte financiero— aparece en publicaciones con formatos bien definidos y estandarizados (reportes anuales auditados, prospectos para emisiones de deuda) que toda compañía que desee acceso para sus valores en los principales mercados internacionales de capital tiene que someter a consideración de las autoridades regulatorias de países desarrollados. Entre estas publicaciones se cuentan, por ejemplo, los reportes anuales que publican las empresas que son o han sido socios de Pdvsa en alguna refinería (o que le han vendido alguna planta): Veba Öl, Southland, Union Pacific, Unocal, Neste (hoy Fortum), Amoco, Lyondell, Tarmac, Phillips, Mobil, Amerada Hess. Están a su vez los reportes anuales de operaciones que publican algunas de las empresas mancomunadas o de propiedad exclusiva de Pdvsa (Citgo, AB Nynäs Petroleum, y Ruhr Öl), y los reportes anuales de actividades que tanto Pdvsa como algunas de sus subsidiarias americanas tienen que poner a disposición del Securities Exchange Commission (SEC) en su calidad de emisores o garantes de valores que caen dentro de la competencia regulatoria de esta agencia (Pdvsa 20-F, Pdvsa Finance 20-F, PDV America 10-K, Citgo Petroleum 10-K). Muy importantes también son los prospectos asociados a colocaciones de bonos con inversionistas institucionales en mercados internacionales de capital (Citgo, 1991; Citgo S-3, 1996; PDV América, 1993; Pdvsa Finance, 1997; Hovensa, 1999). No hay que olvidar tampoco la publicación del Ministerio de Energía y Minas *Petróleo y otros datos estadísticos (PODE)* porque, si bien esta fuente no contiene datos específicamente asociados con la internacionalización, la confrontación de algunas series del *PODE* con información de otra proveniencia produce resultados muy interesantes para efectos del análisis de este programa. Cabe mencionar también el *Anuario Estadístico* de Pdvsa, que es la única fuente que contiene información acerca de las empresas de servicios a través de las cuales se canalizan los suministros de petróleo de Pdvsa a sus filiales de refinación en el exterior. Desgraciadamente, esta publicación —a diferencia de todas las anteriores— es de circulación restringida.

En cuanto a la información relacionada con precios y volúmenes, ésta puede encontrarse en las minuciosas estadísticas petroleras que compilan bien sea agencias gubernamentales de diversos países desarrollados –entre las cuales descolla por un amplísimo margen el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)– o bien agencias dependientes de organizaciones supranacionales (como la Agencia Internacional de Energía), e inclusive organizaciones del sector privado. Ahora bien, la gran mayoría de las exportaciones venezolanas de crudo y productos se dirigen a Estados Unidos, y las filiales de Pdvsa en este país levantan una proporción muy apreciable de este volumen. Esto favorece la labor analítica, ya que tanto el DOE como el American Petroleum Institute (API) publican reportes mensuales en los cuales se desglosan y detallan todas las importaciones de crudo y productos de Estados Unidos, *cargamento por cargamento*, en términos de la cantidad importada, el puerto de entrada, el país de origen del cargamento y –para las importaciones de crudo solamente– la refinería de destino, la gravedad API y el contenido de azufre de cada cargamento². En cuanto a precios, el DOE publica en el *Petroleum Marketing Monthly (PMM)* series mensuales –en base FOB y en base CIF– de precios ponderados de realización para crudo de importación por país de procedencia (México, Nigeria, Arabia Saudita, Venezuela, etc.), así como precios ponderados de realización para crudo de importación por gravedad API, y también precios ponderados de realización para algunas de las más importantes segregaciones comerciales presentes en el mercado estadounidense. En el caso concreto de Venezuela, estas segregaciones son: Furril (28° API), Leona (24° API) y Boscán (10,5° API; la serie de precios para este último llega hasta 1994 solamente). Como puede apreciarse, en su conjunto, estas fuentes constituyen una rica veta de información microeconómica extraordinariamente detallada. No deja de sorprender lo poco valoradas y aprovechadas que han sido en Venezuela para analizar tanto el programa de internacionalización, en particular, como la política comercial de Pdvsa, en general.

El tema de la internacionalización es muy complicado, tanto desde el punto de vista técnico como del económico, por lo que tratar de abordarlo cronológicamente en un trabajo breve sería contraproducente. A raíz de esto, hemos decidido estructurar el trabajo a manera de diálogo socrático, para aprovechar la fecundidad didáctica de este formato. El telón de fondo para un diálogo de esta naturaleza podría ser, por ejemplo, la venta de los activos de refinación de Pdvsa en el exterior. Este escenario es perfectamente concebible bajo los términos de la flamante Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, la cual plantea que si bien “por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conservará la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A.”, no es necesario que el Estado conserve las acciones de “las filiales, asociaciones estratégicas, empresas y

² El reporte mensual del DOE lleva el nombre de *Company Level Imports*, mientras que el del API se denomina *Imported Crude Oil & Petroleum Products*.

cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de Petróleos de Venezuela, S.A.” (artículo 303)³. Pasemos, entonces, a las preguntas.

¿Qué es la internacionalización y qué objetivos persigue?

La internacionalización es “la política de inversiones en el extranjero de la industria petrolera nacional, orientada a la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores” (Cepet, 1989, V. II, 175). Esta política se sustenta “en la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos” (ibíd.), y busca “asegurar mercados estables a largo plazo para nuestra producción mediante la aplicación de mecanismos comerciales atractivos que nos garanticen llegar hasta el consumidor final” (ibíd., 159-160). De acuerdo con la visión comercial de Pdvsa, “el *principal* riesgo que debe afrontarse es el de perder los mercados y, precisamente, la internacionalización persigue el *objetivo básico inmediato* de resolver este problema prioritariamente” (ibíd., 161, cursivas nuestras).

¿Cuál ha sido el desarrollo del programa a través del tiempo?

Como puede verse en el cuadro C1, el programa de internacionalización arrancó hacia finales de 1982, con el establecimiento de una empresa mancomunada en Alemania –Ruhr Öl– en sociedad con la Veba Öl, compañía en la cual el gobierno alemán todavía conservaba una importante participación accionaria. Esta adquisición se realizó bajo los auspicios de un gobierno copeyano, en las postrimerías de la administración de Herrera Campíns. La victoria de AD en las elecciones de 1983, aunada al altísimo costo de la operación y a la revelación de que los precios implícitos de los suministros de Ruhr eran muy inferiores a los precios oficiales venezolanos, llevaron al gobierno de Lusinchi a ordenar la suspensión del programa. Esta suspensión dio al traste con algunas negociaciones que ya tenían un alto grado de avance, pero no interrumpió el programa por completo⁴. El marcado

³ La venta de estos activos nunca se ha planteado seriamente en el interior de la compañía, ni siquiera en aquellos momentos en que el Ejecutivo venezolano giró órdenes expresas en este sentido (como sucedió en 1992, durante el segundo gobierno de Carlos Andrés Pérez). Más bien, las discusiones acerca de qué tan deseable o necesario es privatizar partes de Pdvsa han tendido a centrarse sobre las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Pero esto no quiere decir que haya que descartar la posibilidad de que una operación de esta naturaleza pueda llevarse a cabo en el futuro, sobre todo porque el gobierno del presidente Chávez en varias ocasiones ha expresado dudas acerca de la conveniencia de conservar estos activos.

⁴ En 1983 Pdvsa había pagado US\$ 16 MM por una opción de compra sobre el 50% de todos los activos de refinación y petroquímica de Veba no incluidos en el convenio de asociación que estableció Ruhr, y en 1985 Pdvsa ejerció esta opción, pagando US\$ 55

deterioro del mercado petrolero de 1985 en adelante nuevamente colocó al programa de internacionalización en el centro de la estrategia petrolera tanto de Pdvsa como del gobierno venezolano. Así, en 1986, la compañía incorporó 6 nuevas refinerías al programa, incluyendo el arrendamiento de la refinería de Curaçao, e incrementó su capacidad de refinación en el exterior en 200 MBD aproximadamente. A partir de entonces, 11 refinerías adicionales han pasado a formar parte del programa, y la capacidad de refinación a disposición de Pdvsa fuera de Venezuela es de casi 1,8 MMBD.

Conviene destacar la precaria situación financiera de la mayoría de los socios extranjeros de Pdvsa en el momento en que se negociaron sus respectivos convenios de asociación, sobre todo porque uno de los lineamientos básicos del programa de internacionalización estipula que las asociaciones tienen que buscarse con “empresas líderes en cuanto a calidad de sus activos y a la profesionalidad y eficiencia en su manejo” (Cepet, 1989, V. II, 161). Puede haber una muy buena explicación detrás de esta aparente transgresión: dado que Pdvsa tuvo que acudir al rescate de casi todas estas refinerías, la compañía venezolana bien pudo haber arrancado toda suerte de concesiones a sus socios, en vista de las escasas posibilidades de resistencia que tenían éstos en momentos de extrema vulnerabilidad. Por ejemplo, cuando se firmó el convenio que dio a Pdvsa una participación de 50% en la refinería de Lake Charles, Citgo llevaba dos años hemorragiando dinero a razón de US\$ 10-15 MM *por mes* (*National Petroleum News*, octubre de 1995, 83). Sin embargo, el convenio de asociación de Pdvsa con Southland no refleja esta desesperada situación. Dicho convenio estipulaba que la empresa americana sería la única detentadora de las 1.000 acciones clase B de Citgo, las únicas con derecho de voto en “disputas relacionadas con el contrato de suministro de crudo” (Citgo, *Annual Report* 1986, 20). Huelga remarcar que disputas de este tipo son las que resultarían de especial importancia para Pdvsa, cuya propiedad de las 1.000 acciones clase A de Citgo solamente la facultaba para resolver las “disputas relacionadas con el contrato de compra de productos” (ibíd.). Éste no es un ejemplo aislado, por cierto. De hecho, muchos observadores han destacado que una de las características más distintivas de los convenios de Pdvsa consiste en que todo su clausulado parece perseguir el objetivo primordial de “asegurar la rentabilidad de las operaciones de las refinerías” (*International Petroleum Finance*, 29 de mayo de 1987, 6). Por lo tanto, se tiene que desechar la idea de que Pdvsa buscó aprovechar situaciones coyunturales para obtener condiciones particularmente atractivas de sus socios.

MM a cambio de una participación de 50 MBD en otras dos refinerías, un par de oleoductos y una planta petroquímica (Randall, 1987, 207).

Aquí va el Cuadro C1

¿Aparte de Pdvsa, hay alguna otra compañía petrolera estatal que haya instrumentado un programa similar a la internacionalización?

Una de las razones detrás del perfil internacional tan alto del programa de internacionalización radica en que Pdvsa no ha sido la única compañía que ha buscado integrarse verticalmente allende sus fronteras nacionales. Por el contrario, las compañías estatales de algunos otros importantes países exportadores de petróleo –en concreto Arabia Saudita, Kuwait, México, Abu Dhabi, Libia– también han seguido la senda de la integración vertical extraterritorial, si bien ninguno de los programas de estas compañías puede equipararse en magnitud con la internacionalización venezolana. Esto ha llevado a algunos observadores a concluir que las inversiones en refinación de todas estas compañías son la punta de lanza de un fenómeno de dimensiones y alcance globales, al cual se denomina la “reintegración vertical de la industria petrolera”. Sin embargo, dicha conclusión es fantasiosa: estas compañías en su conjunto actualmente poseen apenas 5% de la capacidad instalada de destilación en la OCDE, y el grado de control que tienen sobre el negocio de la refinación en los países más industrializados es ínfimo en comparación con el que llegaron a tener las Siete Hermanas en el apogeo de su poderío. Esto no quiere decir, desde luego, que las inversiones en refinación de estas compañías carezcan de relevancia. Pero, como se demostrará en este trabajo, el interés de estos programas de inversiones radica más bien en lo que revelan acerca de la situación comercial concreta de cada una de estas compañías y, sobre todo, acerca del estado de las relaciones entre estas compañías y los gobiernos de sus respectivos países de origen.

¿Cuáles son los principales factores que distinguen la situación comercial individual de Pdvsa de la de otras compañías estatales?

Hay un factor que, por encima de cualquier otro, separa a Pdvsa de casi todas las demás compañías petroleras estatales, y es que la abrumadora mayoría de las reservas petroleras de Venezuela se compone de crudos muy pesados, muy viscosos, ácidos y con gran contenido de azufre, nitrógeno y metales. De las reservas venezolanas 75% están constituidas por crudos cuya gravedad es menor a los 22° API. Estos crudos no rinden muchos productos ligeros al destilar, y su procesamiento plantea problemas *sui géneris*, sobre todo porque tanto sus cortes ligeros como los pesados contienen grandes cantidades de elementos indeseables: azufre, vanadio, níquel. Dado que los márgenes de refinación que generan estos crudos en configuraciones simples son negativos la mayoría del tiempo, el universo de compradores de crudos pesados se ha visto restringido cada vez más al segmento de refinadores con plantas de alta conversión, y, durante el verano, a los refinadores que producen asfaltos.

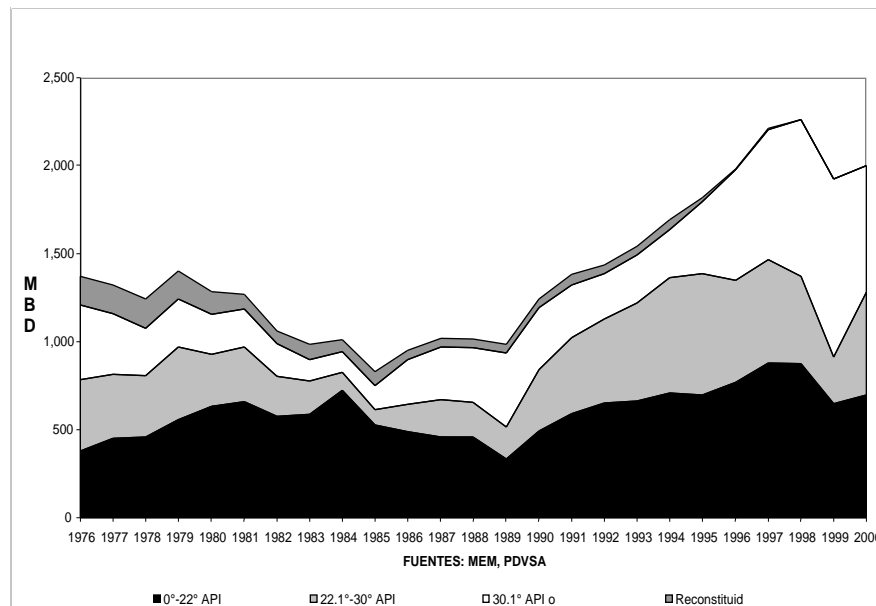
Las relaciones de intercambio en el mercado de crudos pesados de ordinario tienen lugar bajo condiciones de monopolio bilateral provocado por la especificidad de activos. Como explicara Eduardo Blanco, ex director de Pdvsa Manufactura y Mercadeo: “Debido a sus características (...) [los] crudos pesados deben ser procesados en refinerías sofisticadas, con plantas que requieren altos costos de inversión y operación, para convertir los residuos en productos de alta demanda como gasolina y diesel” (Chávez, 1998b). El conjunto de refinerías que pueden procesar rentablemente crudos pesados amargos es mucho menor que el de las que pueden procesar crudos más ligeros y/o más dulces. Además, la flexibilidad de las costosas refinerías de alta conversión es limitada, ya que su rentabilidad depende de procesar, de forma estable y regular, aquellos crudos para los cuales fueron diseñadas *ex profeso*. En este mercado hay un número muy pequeño de compradores y vendedores, los cuales intercambian una mercancía cuyo valor de uso es muy alto en instalaciones especializadas, y muy bajo en otro tipo de instalaciones. Bajo una condición de números pequeños como ésta, la situación del comercio se transforma mucho, de una manera que Jean Tirole resume así: las partes que contratan ahora saben que más adelante habrá ganancias fruto de su intercambio que podrán ser aprovechadas por ambas. Es importante que estas ganancias se aprovechen correctamente (o sea que haya una cantidad eficiente de intercambio *ex-post*), y que sean divididas apropiadamente para inducir un monto eficiente de inversión específica *ex-ante*. Un aspecto crucial de la inversión específica es que, aunque el vendedor y el comprador se seleccionen *ex-ante* entre un conjunto de proveedores y vendedores en competencia, acaban formando un monopolio bilateral *ex-post*, ya que tienen un incentivo para intercambiar entre ellos, más que con terceros. Pero bajo condiciones de monopolio bilateral, cada parte querrá apropiarse de la plusvalía común *ex-post*, poniendo así en entredicho tanto la realización eficiente del intercambio *ex-post* como la inversión eficiente *ex-ante* (Tirole, 1988, 21).

Las contrapartes en el mercado de crudo pesado están obligadas a mantener relaciones comerciales de muy larga duración, relaciones que involucrarán necesariamente inversiones idiosincráticas, o sea, refinerías diseñadas a la medida de cierto crudo. Como observa Joskow, a medida que el monto de inversión idiosincrática crece, “los costos de transacción asociados con la mediatización a través de mercados *spot* de las relaciones verticales crecen [también] (...) [ya que toda] inversión idiosincrática genera (...) cuasirrentas⁵ potencialmente apropiables (...) que a su vez crean incentivos para que una parte defraude a la otra *ex-post*” (Joskow, 1985, 38). Naturalmente, la existencia de estas cuasirrentas fomenta la aparición de salvaguardas institucionales que permiten que aquellas empresas que son

⁵ La magnitud de estas cuasirrentas corresponde a la diferencia entre el valor anticipado de los activos en el uso para el cual fueron adquiridos y su valor anticipado en el siguiente mejor uso.

“vulnerable[s] a [una] amenaza de pérdida” si una coalición comercial se ve afectada “preserv[en] la coalición [y reduzcan] la probabilidad de esa amenaza de parte de los otros miembros de la coalición” (Williamson, 1989, 161). Entre estas salvaguardas, la teoría microeconómica considera a la integración vertical como la más potente, ya que, como señala Williamson, “los peligros de deserción y engaño que se plantean cuando se llega a un acuerdo de maximización de utilidades conjuntas limitadas entre unidades autónomas se reducen en gran parte, si se llega a un acuerdo global de recursos comunes, es decir, a una fusión” (ibíd., 127)⁶.

Gráfica G1
Pdvsa. Exportaciones de crudo por gravedad API
1976-2000

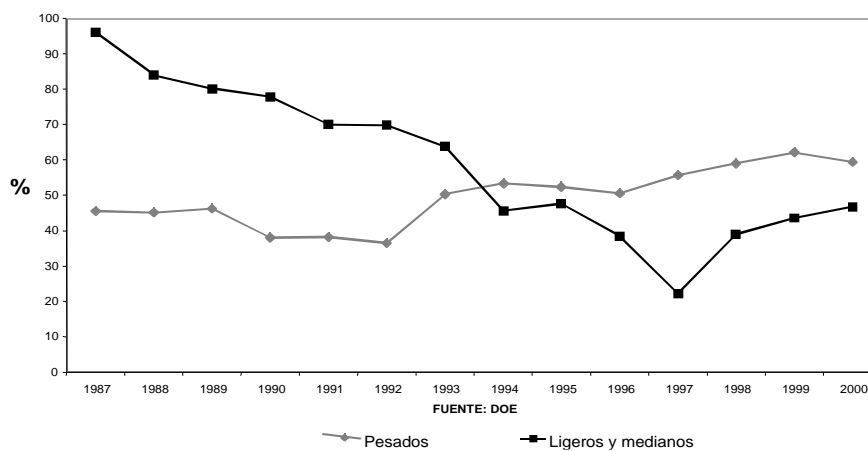


Desde el punto de vista de la economía de los costos de transacción, y en el contexto del tipo de problemática comercial que caracteriza al mercado de crudo pesado amargo, la integración vertical es un arreglo institucional que

⁶ Existen numerosos estudios empíricos que demuestran cómo diversas industrias se han adaptado a condiciones de intercambio idiosincrático. Véase a Monteverde y Teece (1982) para el caso de la industria automotriz en EEUU; Anderson y Schmittlein (1984) para el caso de la industria de componentes electrónicos; Masten (1984) para el caso de la industria aeroespacial; Stuckey (1983) para la industria del aluminio; Joskow (1985) para el caso de las plantas de generación eléctrica alimentadas con carbón, y Boué y Figueroa (2002) para el caso del mercado para crudos pesados y amargos.

resulta muy comprensible. Esto se antoja crucial para comprender y evaluar el programa de internacionalización, ya que Pdvsa está mucho más expuesta a las fallas transaccionales de este mercado que cualquier otra compañía salvo

Gráfica G2
Pdvsa. Porcentaje de embarques de crudo destinados
a filiales en EEUU (por gravedad)
1987-2000



Pemex. Por lo tanto, no debería de causar sorpresa que su grado de integración sea muy alto, sobre todo porque, como indica la gráfica G1, la firma del primer convenio de internacionalización coincidió con una fuerte contracción en las exportaciones venezolanas de crudo ligero (en 1982, los crudos pesados representaron 55% del total de las exportaciones venezolanas de crudo, una marca que todavía no ha sido superada). El programa puede verse como una reacción natural de parte de una compañía que comprendió que en el futuro los crudos pesados constituirían una proporción cada vez más grande de sus exportaciones. La gráfica G2 parecería confirmar esta hipótesis preliminar: las refinerías de Pdvsa en EEUU, con mucho el mercado más importante para el crudo venezolano, han absorbido una proporción muy importante de las exportaciones venezolanas de crudo pesado a este país. Sin embargo, los datos que se presentan en el cuadro C2 apuntan en otra dirección. Como se puede apreciar, la calidad promedio del crudo que Pdvsa vende a sus filiales es mucho mejor que la del crudo que vende a clientes no afiliados, en términos tanto de gravedad API como de contenido de azufre. Este diferencial de calidad es especialmente marcado en el caso de la refinería de Lemont, pero es significativo inclusive para las muy complejas refinerías de Citgo en Corpus Christi y Lake Charles, las cuales levantan cerca de 300 MBD de crudo venezolano en su conjunto. El diferencial de calidad ha

tendido a estrecharse en años recientes, pero esta tendencia es consecuencia del fuerte incremento en las exportaciones de crudo ligero a clientes no afiliados, más que del apesantamiento de la mezcla venezolana de crudo que levantan las filiales de Pdvsa. La única refinería que ha logrado cambios significativos en la calidad del crudo venezolano que se envía a proceso es la de Lyondell-Citgo en Houston. Esto quiere decir que, paradójicamente, la internacionalización bien puede haber exacerbado la problemática comercial inherente en la colocación del crudo venezolano de baja calidad, porque Pdvsa ha recurrido a mecanismos puros de mercado justamente para mover sus crudos de peor calidad, los cuales más bien se hubieran prestado para moverse a través de canales integrados. Esto nos lleva a concluir que *con todo y la enorme ineficiencia que caracteriza al mercado para los crudos pesados amargos*, no parece que las fallas verticales en dicho mercado hayan sido el motivo real detrás del programa de internacionalización (cuadro C2).

¿Se procesa crudo ligero venezolano en las refinerías que Pdvsa tiene en el exterior?

Desde 1982, la posibilidad de enviar crudo pesado a refinerías controladas por Pdvsa ha sido la principal justificación de la compañía para el programa de internacionalización. Por ello, en Venezuela existe la percepción de que el sistema internacional de refinación se utiliza para colocar fundamentalmente crudo pesado. Sin embargo, éste no es el caso. Por ejemplo, el convenio de asociación con Veba facultaba a Pdvsa para colocar “hasta 100 MBD de crudos pesados y extrapesados o, *alternativamente*, de crudos medianos y livianos venezolanos en forma estable y rentable en el mercado alemán a largo plazo” (Guevara, 1983, 65; cursivas nuestras). Pero la primera alternativa nunca se tomó en serio, y los volúmenes venezolanos que Pdvsa ha enviado a Ruhr desde 1983 siempre han sido crudos livianos (30° API de gravedad promedio). En cuanto a Refinería Isla, la configuración relativamente simple de esta planta explicaría por qué su proceso promedio de crudos ligeros y medianos de 1986 a 1998 (130 MBD) ha excedido con mucho al de crudos pesados (60 MBD)⁷. Mucho más difícil de explicar, sin embargo, es el hecho de que como se puede apreciar en la gráfica G2 a partir de 1986 las refinerías de alta conversión de Pdvsa en EEUU han constituido con mucho el destino más importante para las exportaciones venezolanas de crudos con gravedad superior a 25° API, es decir, los crudos que plantean menos problemas de comercialización. De hecho, la razón de levantamientos de refinerías afiliadas en EEUU contra exportaciones totales de Venezuela a este país entre 1986 y 2000 ha sido *menor* para los crudos pesados que para los crudos ligeros y medianos. En algunos años, la proporción de las exportaciones venezolanas de crudos *ligeros* que fue a dar a manos de las filiales de Pdvsa en Estados Unidos sobrepasó 90%.

⁷ Cifras del *Anuario Estadístico* de Pdvsa.

Cuadro C2

Pdvsa. Calidad promedio de exportaciones de crudo a EEUU por cliente						
	Citgo (Champlin), Corpus Christi		Citgo, Lake Charles		PDV Midwest (Uno-Ven), Lemont	
	° API	% Azufre	° API	% Azufre	° API	% Azufre
1987	26,06	1,60	25,18	1,60	---	---
1988	25,06	1,64	25,61	1,54	---	---
1989	25,57	1,51	26,04	1,50	31,20	1,18
1990	25,38	1,44	26,40	1,42	30,30	1,17
1991	24,79	1,00	25,51	1,22	30,17	1,10
1992	25,30	1,06	24,50	1,41	29,17	1,30
1993	22,90	0,98	24,20	1,43	28,15	1,40
1994	21,46	0,79	23,70	1,39	28,59	1,40
1995	23,69	1,05	24,20	1,51	28,70	1,38
1996	24,66	1,16	23,76	1,59	29,68	1,33
1997	24,95	1,26	23,99	1,53	30,51	1,19
1998	25,93	1,23	25,45	1,24	30,46	1,03
1999	24,43	1,45	25,68	1,31	30,86	1,03
2000	23,67	1,68	25,15	1,58	30,39	0,86
	LCRC (Lyondell), Houston		Hovensa, St. Croix		Chalmette Refining, Chalmette	
	° API	% Azufre	° API	% Azufre	° API	% Azufre
1993	22,85	0,90	---	---	---	---
1994	22,07	0,39	---	---	---	---
1995	22,05	0,50	---	---	---	---
1996	21,70	1,53	---	---	---	---
1997	17,13	2,31	---	---	---	---
1998	17,13	2,32	29,89	0,96	20,26	2,40
1999	17,85	2,20	30,29	0,95	17,68	2,43
2000	16,77	2,44	31,07	0,94	17,54	2,82
	Citgo Asphalt*		Todas las filiales		Clientes no afiliados	
	° API	% Azufre	° API	% Azufre	° API	% Azufre
1987	---	---	25,61	1,60	15,65	2,68
1988	---	---	25,34	1,59	17,55	2,42
1989	14,40	3,15	26,73	1,45	19,04	2,03
1990	13,29	3,04	26,40	1,45	19,76	2,07
1991	13,06	2,76	25,69	1,24	20,26	2,16
1992	12,83	2,71	25,27	1,36	20,20	2,11
1993	13,03	3,31	23,62	1,33	20,52	2,06
1994	13,13	3,25	22,90	1,21	22,51	2,01
1995	12,35	3,55	23,48	1,31	22,43	2,02
1996	12,32	3,66	23,50	1,61	23,31	1,86
1997	12,43	3,68	21,49	1,93	25,20	1,67
1998	12,33	3,78	22,43	1,80	25,30	1,75
1999	12,04	4,18	23,45	1,73	26,06	1,60
2000	11,48	3,72	22,37	1,94	23,89	1,89

* Refinerías de Paulsboro y Savannah

Fuentes: DOE, API

¿Qué tanto crudo de procedencia no venezolana procesan las filiales de refinación extranjeras de Pdvsa?

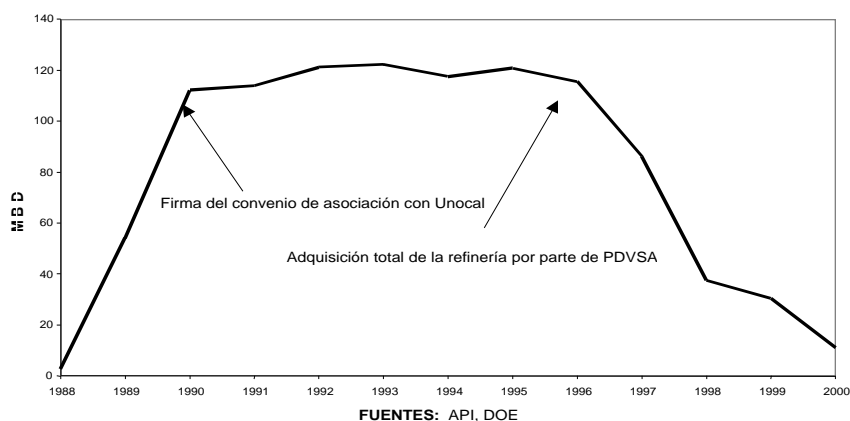
La mayoría de las refinerías de Pdvsa en el exterior procesan crudo de procedencia no venezolana. Algunas cubren una proporción menor de sus requerimientos con crudos no venezolanos, con el fin de optimizar sus operaciones. Sin embargo, un número sorprendente de ellas procesa volúmenes venezolanos realmente minúsculos. Éste es el caso de todas las cuatro plantas de Ruhr, pero en especial la de Schwedt, en la cual nunca se ha procesado un solo barril de crudo venezolano, lo cual parecería hacer cuestionable la decisión de Pdvsa de invertir en esta refinería⁸. Aún más notable es el caso de la refinería de Lemont, porque las corridas de crudo venezolano en esta planta se han reducido fuertemente a *partir de su adquisición total por parte de Pdvsa a finales de 1997* (gráfica G3). En otras palabras, cuando esta refinería pertenecía en partes iguales a Pdvsa y Unocal, procesaba mucho más crudo venezolano del que compra ahora que está bajo el control exclusivo de Pdvsa.

No es fácil reconciliar este comportamiento con la preocupación de Pdvsa por reducir la vulnerabilidad de las exportaciones venezolanas de crudo. De hecho, parece contradecir abiertamente la racionalidad misma del programa de internacionalización. Después de todo, como alguna vez manifestara Luis Giusti al periodista Carlos Chávez al explicar por qué, en su opinión, sería un gran desacierto vender parte de Citgo: “Si yo soy socio de la Citgo y no tengo nada que ver con Venezuela, me importará poco el problema que tenga Venezuela con la colocación de sus crudos pesados. Simplemente voy a comprar los crudos más baratos para procesarlos en Citgo. Eso pierde totalmente el sentido estratégico que tiene Citgo para Venezuela” (Chávez, 1998a). Se podría pensar entonces que la planta de Lemont perdió el sentido estratégico que tenía para Venezuela en 1997, al convertirse en un destino seguro pero para importantes volúmenes de crudos canadienses.

⁸ El consorcio que opera la refinería pagó solamente 60 millones de marcos por ella (*Der Spiegel*, diciembre 16, 1991, 97), y la contribución proporcional de Pdvsa a esta suma fue de US\$ 7 MM. Sin embargo, el consorcio tuvo que prometer al gobierno alemán que invertiría US\$ 800 MM en la planta en el período 1990-1995. Posteriormente, anunció que se tendrían que invertir US\$ 1.000 MM adicionales de 1996 en adelante (*Platt's Oilgram News*, agosto 29, 1995, 2). El desempeño financiero de esta planta ha sido muy pobre. En 1992, RWE-DEA (empresa que detenta 37,5% de las acciones de PCK Schwedt) estimó que las pérdidas de la refinería entre 1992 y 1996 serían del orden de 534 millones de marcos, lo cual se traduciría en una pérdida de 94 millones de marcos para Pdvsa (*European Energy Review*, julio 8, 1994, 8).

Sorprendentemente, esto sucedió gracias a su adquisición total por parte de Pdvsa.

Gráfica G3
PDV MIDWEST (ANTES UNO-VEN) LEMONT
IMPORTACIONES DE CRUDO VENEZOLANO, 1988-2000



¿Qué tanto ha contribuido la internacionalización a la expansión de la demanda agregada de crudo pesado?

Hasta 1973, los refinadores que procesaban crudos pesados y amargos tenían como objetivo primordial producir la mayor cantidad posible de combustóleo residual de alto azufre, un derivado del petróleo que se utilizaba sobre todo para la generación de energía eléctrica. Los fuertes incrementos en el precio del crudo ocasionaron que este producto —el derivado del petróleo que resultaba más fácil de sustituir— fuera desplazado de este nicho por otras fuentes primarias de energía. Naturalmente, esto provocó que su valor relativo contra otros derivados del petróleo, notablemente los combustibles automotores, disminuyera considerablemente. Este declive se tradujo en un aumento en el diferencial entre los márgenes de refinación en configuraciones de alta conversión y los márgenes de refinación en configuraciones menos complejas, y por ende en un ensanchamiento del diferencial de precios entre los crudos de mejor calidad y los crudos pesados amargos.

Entre las muchas implicaciones asociadas a este ensanchamiento estructural del diferencial ligeros/pesados, hay una que es de crucial importancia para la evaluación de una estrategia de integración vertical: cualquier aumento en la capacidad instalada de conversión en el mercado que no venga acompañado de un aumento en la disponibilidad de este tipo de crudo tendrá un impacto positivo considerable sobre el precio de todo el volumen de crudo pesado –y no sólo sobre el precio del (los) crudo(s) procesado(s) en las nuevas plantas de conversión. En otras palabras, un aumento en la demanda agregada de crudos pesados en el mercado repercute positivamente sobre el precio del volumen que se mueve a través de canales no integrados. Por lo tanto, un productor de crudo pesado que desee integrarse hacia adelante debería preferir construir plantas de conversión nuevas o, en su defecto, expandir plantas de conversión existentes; dicho productor nunca debería contentarse con desplazar de ciertas refinerías a los crudos de sus competidores, porque sus competidores no integrados responderán a esta acción descontando sus precios, lo cual acabará por afectar inclusive al crudo que se mueve por canales integrados. En suma, la integración vertical no debe traducirse en la exportación de capacidad ociosa de refinación a empresas no integradas, so pena de erosionar el nivel general de precios en el mercado entero⁹.

A lo largo de casi toda su historia, el programa de internacionalización ha buscado casi exclusivamente el desplazamiento de crudos competidores, a pesar de que uno de los supuestos principios rectores de la política de internacionalización dice que “se [deben procurar] asociaciones con empresas que posean plantas capaces de procesar de inmediato toda la gama de crudos producidos por Venezuela o que tengan una infraestructura y/o condiciones económicas que justifiquen la instalación futura de proyectos de conversión profunda” (Cepet, 1989, V. II, 160). Si se examina la evolución de las importaciones totales de crudo de las refinerías extranjeras de Pdvsa antes y después de su adquisición por la compañía venezolana, se podrá comprobar que, hasta el momento en que se firmó la asociación con Lyondell, la creación de demanda adicional de crudo pesado nunca fue uno de los móviles detrás de las adquisiciones de la compañía. Por principio de cuentas, muchas de estas refinerías ya procesaban crudo venezolano casi exclusivamente desde antes de su adquisición (Citgo Corpus Christi, Citgo Asphalt Paulsboro y Savannah, Nynäs Gotenburgo y Nynäshämn). Por otra parte, la inclusión en el programa de refinerías que no procesaban volúmenes significativos de crudo venezolano se vio acompañada de una reducción muy fuerte en los niveles de

⁹ La investigación de McBride sobre la industria americana del cemento demostró que la integración vertical de las principales compañías cementeras provocó el derrumbe de los precios en este mercado, ya que dio lugar a la exportación de bajas tasas de utilización de capacidad a compañías no integradas. Dados los muy altos costos fijos en la producción de cemento, estas compañías solamente pudieron responder mediante la reducción de sus precios (1983, 1021).

proceso de otros crudos (Lyondell-Citgo Houston, Uno-Ven Lemont, Chalmette Refining Chalmette). Es decir, los crudos venezolanos solamente desplazaron crudos pesados de otro origen, en un mercado cuyas dimensiones no se ampliaron. De hecho, la asociación con Unocal (Uno-Ven) tuvo el efecto perverso de *reducir* la demanda agregada de crudo pesado en la Meseta Central de EEUU, ya que el crudo canadiense que procesaba Lemont antes de 1990 era bastante más pesado y amargo que el crudo venezolano que vino a sustituirlo. Únicamente las adquisiciones más recientes de Pdvsa (Houston, St. Croix, Sweeny) han perseguido la construcción de nuevas instalaciones de alta conversión. Sin embargo, en algunos de estos proyectos, el suministro de crudo venezolano comenzó desde mucho antes de que se terminara la construcción de las nuevas plantas, lo cual dio lugar a un efecto de desplazamiento bastante significativo.

¿Qué tan efectiva es la internacionalización para asegurar la estabilidad de las exportaciones venezolanas de crudo?

La alta dirigencia de Pdvsa siempre ha sostenido la idea –aquí expresada en palabras del ex presidente de la corporación Andrés Sosa Pietri– de que, si se desea “garantizar la venta de más crudos, Pdvsa debe seguir comprando nuevas refinerías en sociedad con otro u otros, asegurando, a través de su participación accionaria, el contrato de suministro correspondiente” (Sosa Pietri, 1993, 109). Estrictamente hablando, la idea de que la propiedad de un sistema de refinación en el extranjero asegura a un productor un destino para cierto volumen de crudo es irrefutable; después de todo, cualquier productor integrado tiene la posibilidad de rehusarse a procesar todo crudo que no sea el suyo. Sin embargo, como ha demostrado Allen (1971), una empresa integrada racional debe establecer sus precios de transferencia de acuerdo con el precio de mercado de sus distintos insumos (o sea que la empresa participará en el mercado –ya sea como compradora o vendedora– siempre que el precio de mercado esté en un lugar distinto a aquel donde sus curvas internas de oferta y demanda se intersectan); de no actuar así, la empresa incurrirá en considerables costos de oportunidad, por venderse a sí misma a un precio superior o inferior al que dicta el mercado. Esto quiere decir, por un lado, que la propiedad de un sistema de refinación nunca podrá aislar a un vendedor de petróleo del mercado y, por el otro, que la seguridad volumétrica de un exportador cualquiera dependerá antes que nada de su flexibilidad para descontar el precio de su crudo (por definición, un exportador que *siempre* esté dispuesto a ofrecer un precio menor al del mejor de sus competidores *siempre* venderá *toda* su producción).

Aït-Laoussine y Wood-Collins (1988, 3) consideran que “hay amplias evidencias de que (...) los productores que carecen de un sistema de refinación no enfrentan ningún problema particularmente serio para disponer de sus volúmenes”, y que “la posibilidad de que un productor cumpla con sus metas de exportación depende más de su política de precios que de su grado

de integración". Esta aseveración encuentra cierto sustento en el hecho que casi todos los países que han registrado una importante expansión en sus cuotas de mercado (tanto en el plano global como en el contexto local) en los últimos años lo han logrado sin tener por ello que aumentar su grado de integración vertical. Es más, las cuotas de mercado de algunos de los países exportadores con un grado de integración relativamente alto (Kuwait, Libia) han permanecido estáticas. Una prueba más concluyente de que la seguridad de suministro es una función de la competitividad comercial, es que la carencia de activos de refinación no ha afectado ni siquiera a aquellos productores que, al igual que Pdvsa, tienen que vender primordialmente crudos de baja calidad. Pemex ha visto incrementar sus ventas de crudo pesado tipo Maya (22° API, 3,5% azufre) en el mercado de EEUU en 49% entre 1987 y 2000, pasando de 412 a 850 MBD. Proporcionalmente, este crecimiento es ligeramente mayor (en 3%) al que han registrado las importaciones americanas de crudos venezolanos con gravedad de 25° API o menos (las cuales han pasado de 410 MBD en 1987 a 897 MBD en 2000). El incremento en las exportaciones mexicanas ha ocurrido a pesar de que los levantamientos de la única refinería afiliada de Pemex en EEUU (localizada en Deer Park, Texas) solamente representan alrededor de 10% de las ventas totales de este tipo de crudo desde 1987. Como se puede apreciar en la gráfica G4, la participación de Pemex en el mercado de crudo pesado a través del tiempo es muy similar a la de Pdvsa (ligeramente superior en promedio, de hecho).

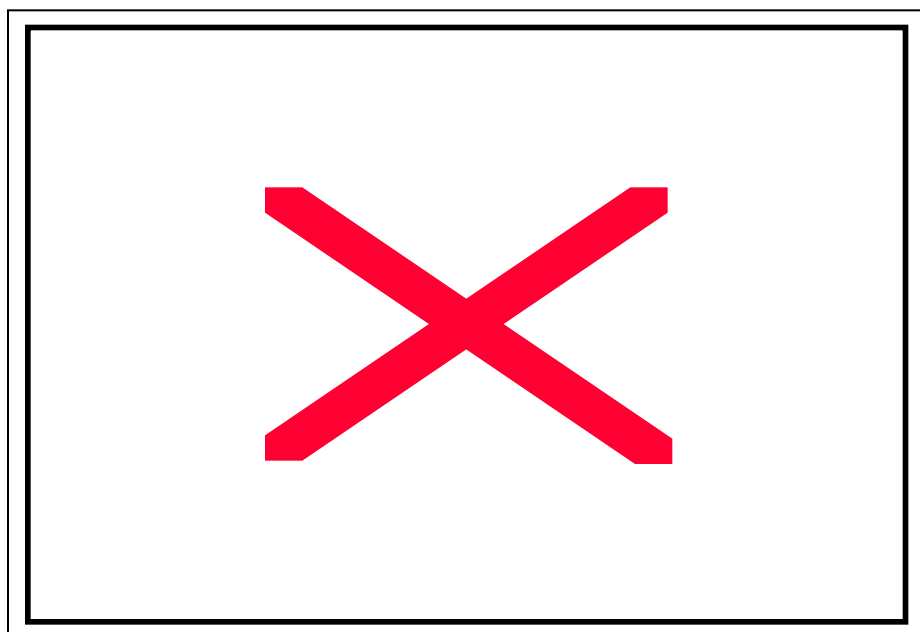
En suma, desde 1983, la principal limitante del volumen de exportación venezolano ha sido la cuota OPEP de Venezuela, y no la falta de activos de refinación. Entre 1983 y 2000, Pdvsa ha exportado a refinerías propias alrededor 3.660 MMB de crudo¹⁰. De no haber existido el programa de internacionalización, la totalidad de este volumen se habría podido colocar con clientes no afiliados, siempre y cuando su precio hubiera sido lo suficientemente atractivo para éstos.

¿La propiedad de activos de refinación y mercadeo da a Pdvsa la posibilidad de mover su volumen de exportación sin tener que recurrir a descuentos para hacer sus precios más atractivos a clientes no afiliados?

¹⁰ Eduardo Blanco reveló en 1998 que, hasta 1997, Pdvsa había colocado 2.800 millones de barriles de crudo bajo los auspicios del programa de internacionalización (Chávez, 1998b). Sin embargo, dicha cifra incluía crudos no venezolanos enviados a Ruhr entre 1982 y 1997 (737 MMB), y no incluía el volumen enviado a Refinería Isla (760 MMB entre 1986 y 2000). La cifra de 3.660 MMB se obtiene haciendo estas dos correcciones, y sumando los volúmenes de crudo venezolano que las filiales de Pdvsa levantaron entre 1998 y 2000 (836 MMB), de acuerdo con las cifras del DOE y los reportes anuales de Citgo, Nynäs, Pdvsa, Ruhr y Veba.

Hasta fechas relativamente recientes, Pdvsa sostenía que los precios a los que vendía crudo a sus refinerías en el exterior excedían ampliamente a los precios del mercado abierto. Hasta 1998, según Luis Giusti, la corporación tenía “registrados 2,8 millardos de dólares en ganancias adicionales por vía de los convenios de suministro, porque hemos colocado crudos por encima del precio normal de realización”. Esta imponente suma resulta de la aplicación de

Gráfica G4
Origen de las importaciones de crudo pesado
de la costa del golfo USA 1987-2000



un mecanismo que evalúa lo que produce “la colocación del crudo en nuestro sistema con la alternativa que pudiera tener en otro lado”, aunque Giusti mismo admitía que se trataba de “una comparación hipotética” (Escalante, Almada y Palacios, 1998). Sería interesante saber cuáles son los parámetros de comparación que subyacen a este mecanismo, porque los contratos de suministro de Pdvsa con sus filiales extranjeras están estructurados en torno a fórmulas de tipo *netback* que ciertamente generan precios inferiores a aquellos con los que factura a clientes no afiliados (¿quizás estos clientes no se consideran como la alternativa de colocación?). Dichos *netbacks* están basados en el valor de mercado de la gama de productos refinados que produce cada crudo venezolano en condiciones típicas, e incorporan

deducciones adicionales por concepto de costos de refinación, costos de transporte, impuestos y tarifas de importación y un margen de refinación cuyo monto varía de acuerdo con el crudo de que se trate (Pdvsa 20-F, 2000, 32). Esta estructura los hace muy onerosos. Por eso, en sus últimos convenios de asociación, Pdvsa ha buscado sustituirlos por fórmulas más sencillas que no incluyen precios de productos ni márgenes garantizados, pero que de todas maneras siguen incorporando descuentos sustanciales¹¹.

¿Qué tan grandes son los descuentos con los que Pdvsa vende crudo venezolano a su sistema de refinación en el exterior?

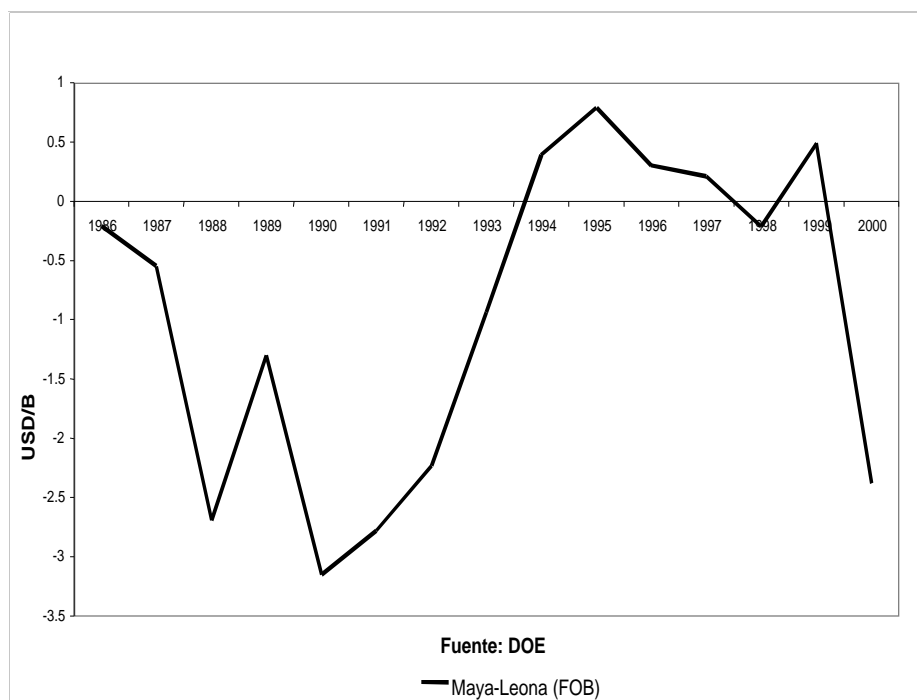
Por razones obvias de confidencialidad comercial, resulta imposible saber a ciencia cierta cuáles son las provisiones específicas de cada uno de los contratos de suministro a largo plazo que Pdvsa mantiene con sus filiales en el extranjero. Sin embargo, existe información que permite estimar de forma indirecta pero bastante exacta la magnitud de estos descuentos. Por ejemplo, antes de que Pdvsa comprara la totalidad de Uno-Ven y consolidara sus cuentas con las de Citgo, el reporte 10-K de PDV América daba detalles acerca de los costos de adquisición de crudo venezolano de esta filial. Como demuestra el cuadro C3, los precios de transferencia de esta filial durante el período 1993-1996 fueron más bajos que los precios ponderados para la canasta venezolana de exportación a EEUU, a pesar de que los suministros de Uno-Ven eran de mucha mejor calidad. De la misma forma, en su informe 10-K para el año 2000, Citgo manifestó que, debido a los recortes de producción venezolanos de 1999, Pdvsa había invocado la cláusula de fuerza mayor de su contrato. Esto forzó a la filial a recurrir al mercado abierto para satisfacer sus requerimientos, lo cual incrementó sus costos de adquisición de crudo en US\$ 55 MM (Citgo 10-K, 2000, 8). Si se divide esta suma entre el volumen contractual afectado por la fuerza mayor (19,71 MMB), se puede ver que los precios de mercado que Citgo pagó excedieron sus precios de transferencia en \$ 2,79 US\$/B¹². Las estadísticas de precios realizados que publica el DOE confirman asimismo que las transferencias a filiales tienen el efecto de deprimir los precios realizados de los crudos venezolanos en EEUU.

¹¹ La fórmula de precios para el crudo Merey de Hovensa está basada en el precio de mercado del crudo mexicano Maya, ajustado por factores “comerciales y de calidad, menos un bono de competitividad [descuento] fijo de US\$ 0,20 por barril” (Hovensa, 1999, 10).

¹² El general Oswaldo Contreras Maza, director general de Citgo, ha reconocido públicamente que los precios de transferencia de Citgo son inferiores hasta en 3 US\$/B a los precios de mercado (*Petroleum Intelligence Weekly*, 22-1-2001, 8), lo cual representa un viraje de 180° respecto a la postura tradicional de Pdvsa. En vísperas de las elecciones presidenciales de 1998, Luis Giusti categóricamente afirmó que “nunca se ha vendido crudo por debajo del precio. Siempre es por encima. De hecho, en promedio, a lo largo de los años se ha colocado el crudo a 97 centavos, casi un dólar, por encima del precio” (Escalante, Almada y Palacios, 1998).

Considérese la gráfica G5, en la cual se analiza la evolución de los precios anuales de dos crudos pesados, el Maya mexicano y el Leona (24,5° API, 1,5% S)

Gráfica G5
Diferencial de precios fob entre crudos seleccionados
1986-2000



venezolano. Como se puede apreciar, el diferencial de precios entre estos dos crudos se ha angostado dramáticamente desde 1990, hasta el punto que durante los últimos años de la década el crudo mexicano gozó de un pequeño premio (en base FOB). El problema con esta situación radica en que el crudo venezolano es de una mucho mejor calidad que el mexicano, con 2° API de más, y 2% menos de azufre (S). En el mercado estadounidense, el precio de cada punto de gravedad API es aproximadamente 0,10 US\$/B, mientras que cada punto porcentual de azufre vale US\$/B 0,30-0,40. Esto quiere decir que, en promedio, el precio FOB del Leona debería exceder al del Maya cuando menos en US\$/B 0,80 (y el precio CIF en US\$/B 0,60). El diferencial de precios entre los dos crudos se ensanchó violentamente en 2000, pero solamente porque el costo del punto porcentual de azufre en la costa del golfo de EEUU llegó a niveles sin precedentes (más de US\$/B 3). Sin embargo, un modelo

bayesiano de series de tiempo desarrollado en el Oxford Institute for Energy Studies para el análisis de series de precios del DOE (Boué y Figueroa, 2002, 134-135) confirma que las cotizaciones del Leona no reflejaron la calidad del crudo ni siquiera durante el año 2000 (en otras palabras, su premio respecto al Maya pudo haber sido más grande de lo que fue). Dicho modelo también se utilizó para analizar el comportamiento de los precios de las canastas de exportación a EEUU de México y Venezuela. El modelo toma en consideración las distintas calidades y costos de transporte de las dos canastas¹³ para expresar su precio en términos del valor de un marcador para la región (el crudo WTS). Los resultados generados por este modelo¹⁴ (cuadro C4) indican que mientras la canasta mexicana se vendió a un precio promedio muy cercano al estimado (US\$/B +0,04), el precio real de venta de la canasta venezolana fue muy inferior en US\$/B 1,22 al estimado (Boué y Figueroa, 2002, 141-144). Esta situación refleja la magnitud de los descuentos implícitos en los precios de transferencia de Pdvsa, los cuales inciden sobre aproximadamente la mitad de las exportaciones venezolanas a EEUU.

Cuadro C3

Pdvsa. Precios CIF y calidad de las exportaciones de crudo a EEUU, por tipo de cliente (1994-1996)						
Año	Precios (USD/B)		Calidad			
	PDV Midwest Lemont	Todos los clientes en E.E.U.U.*	PDV Midwest Lemont		Todos los clientes en E.E.U.U.*	
			°API	% Azufre	°API	% Azufre
1994	11,66	13,12	28,68	1,40	22,72	1,60
1995	13,88	14,84	28,68	13,80	22,98	1,67
1996	18,47	18,54	26,69	1,33	23,39	1,75

*Incluye todas las filiales de Pdvsa
Fuente: DOE, 1993 PDV America

El mecanismo de precios de transferencia es de una gran relevancia para la evaluación del programa de internacionalización, ya que incrementa notablemente el costo del mismo. El costo real de integrarse no consiste nada más en el precio que tiene que pagarse por una planta. Si, por decir algo, se requieren inversiones adicionales para mejorar los activos, estas inversiones

¹³ La canasta venezolana es más pesada que la mexicana (23,24° contra 28° API en promedio para 1991-2000), pero su contenido de azufre es considerablemente menor (1,73% contra 2,43%). La estimación estadística muestra que el contenido de azufre tiene más peso que la gravedad como parámetro de penalización para el precio de un crudo cualquiera en el mercado americano (Boué y Figueroa, 2002, 140-141).

¹⁴ La descripción pormenorizada de este modelo ocupa dos apéndices de la obra citada arriba (ibid., 186-197).

deben de ser considerados como parte del costo (Ait-Laoussine y Wood-Collins, 1988, 3), ya que reducen el flujo de caja que generará el activo en el futuro. Las aportaciones patrimoniales de Pdvsa a sus refinerías en el exterior rondan los US\$ 2.500 MM, sin contar a Refinería Isla. Análogamente, el valor presente neto de los flujos de efectivo que Pdvsa deja de percibir a lo largo de la vida de cada uno de sus contratos de suministro con filiales debe de considerarse como parte del costo de adquisición de sus refinerías en el extranjero. Si se suman estos dos rubros a los costos directos de adquisición que reconoce Pdvsa (US\$ 3.690 MM), se podrá ver que al año 2001, el costo real del programa de internacionalización excede los US\$ 10.000 MM. El problema con esta cifra radica en que las “comparaciones hipotéticas” a las que eran tan proclives algunos ex-funcionarios de Pdvsa¹⁵ no confirman que este desembolso haya redituado *value for money*. Las dudas a este respecto son doblemente preocupantes en el contexto de una crisis fiscal como la que vive el gobierno venezolano hoy en día, máxime que desde 1985 (con efectos retroactivos a 1984) las obligaciones fiscales (regalía e ISLR) derivadas de la exportación de petróleo venezolano se han calculado con base en “los precios declarados por el contribuyente”¹⁶ (es decir, Pdvsa), sin que se haga ninguna distinción entre precios de transferencia y precios de mercado abierto.

Cuadro C4

Precios observados y estimados para las exportaciones de crudos a USA de Pdvsa y Pemex 1992-2000		
Año	Precio estimado - precio observado (USD/B)	
	PEMEX	Pdvsa
1992	0,44	1,79
1993	0,09	1,55
1994	0,06	1,78
1995	-0,06	1,58
1996	-0,04	1,38
1997	-0,03	1,30
1998	-0,05	1,14
1999	0,03	0,84
2000	-0,07	-0,04
Promedio	0,04	1,22

Fuente: Series de Precios

¹⁵ Eduardo Blanco estimó que el conjunto de activos de Pdvsa en el exterior agrega US\$/B 3 al valor del barril exportado por la nación gracias al –imponderable– “efecto que genera sobre el mercado internacional la garantía de que Venezuela podrá colocar siempre sus productos y la posibilidad de poder competir conjuntamente por otros nichos de mercado” (Ventura Nicolás, 1998).

¹⁶ *Gaceta Oficial*, 11-1-1985 (n° 33, 142). Ver también Pérez, 1988, vol. III, tomo II, 1592.

¿Cómo es que el personal que tiene a su cargo la fiscalización de hidrocarburos en el Ministerio de Energía y Minas ha aceptado sin más “los precios declarados por el contribuyente”, cuando éstos parecen haber sido tan bajos?

En 1981, un famoso estudio sobre la conducta de las empresas petroleras integradas en Canadá concluyó que es solamente gracias a “la existencia de mercados abiertos que se puede saber cuándo los precios de transferencia son excesivos” (Bertrand, 1981, 76). Pdvsa tuvo ocasión de constatar lo atinado de esta observación en 1983. En ese año, mediante unos sencillos cálculos, Rafael Guevara pudo demostrar que los precios de los crudos venezolanos que se estaban enviando a Ruhr eran muy inferiores (2 US\$/B en promedio) a los precios oficiales para segregaciones comerciales de calidad comparable¹⁷. El escándalo suscitado por esto contribuyó decisivamente para que el presidente Lusinchi decretara la suspensión del programa. A finales de 1985, el deterioro del mercado petrolero sirvió a Pdvsa para convencer al gobierno de que la internacionalización ofrecía la única salvaguarda posible para las exportaciones de crudo del país (a partir de entonces, el gobierno aceptó la “necesidad” de colocar cuando menos la mitad de las exportaciones venezolanas de crudo en instalaciones controladas por Pdvsa). El gobierno venezolano también tuvo que aceptar que Pdvsa necesitaría una mayor flexibilidad comercial para hacer frente a la nueva dinámica del mercado petrolero. De acuerdo con Sosa Pietri, para cumplir este requerimiento pero al mismo tiempo “evitar más enfrentamientos en materia de precios, se establece entre Pdvsa y el Ministerio de Energía y Minas un mecanismo flexible para su fijación. Los precios los propondrá Pdvsa sobre una base diaria. El Ministerio los revisará e impartirá su aprobación sin dilación” (Sosa Pietri, 1993, 75). Un proceso análogo a éste tuvo lugar en los demás grandes países exportadores que, como Venezuela, colocaban su producción en el mercado a precios oficiales, y a través de compañías estatales. En países como Arabia Saudita y México, esta transición concluyó con la aparición del mecanismo de fórmulas de precios, las cuales son públicas, replicables, transparentes y muy restrictivas en cuanto a la discrecionalidad para negociar que dan al vendedor (Horsnell y Mabro, 1993, 290-308). En contraste, Pdvsa aprovechó la coyuntura de 1986 para adoptar un mecanismo comercial predicado sobre la negociación directa y constante con sus clientes. La característica más distintiva de este mecanismo –que continúa en vigor– es que el precio que cada cliente paga por un cargamento depende de una gran cantidad de

¹⁷ Las comparaciones entre los precios oficiales y los *netbacks* de las ventas a Ruhr se pueden ver en Guevara, (1983, 141).

factores: su situación en el momento en que lo negoció, la premura que tuviera Pdvsa por colocarlo, la situación del mercado en general y de productos de especialidad, etc. Gracias a este mecanismo, es normal que dos cargamentos del mismo crudo que se levanten el mismo día se facturen a precios distintos (Icomh, 1997, F-36). Esto contribuye a hacer abrumadora la carga de trabajo que pesa sobre una autoridad fiscalizadora que de por sí tiene las manos llenas gracias a la abundancia de segregaciones comerciales venezolanas (el website de Pdvsa enumera 27 diferentes, sin contar las mezclas asociadas a la producción temprana en el Orinoco, y si bien es cierto que muchas de ellas son altamente distintivas, también lo es que hay otras que se cargan en los mismos puertos y que son virtualmente idénticas entre sí –Lagomar y Lagocinco, por decir algo– y otras más que son “mezclas de mezclas”¹⁸). Esta combinación de opacidad en precios y profusión de segregaciones tiene el efecto práctico de suprimir la información de precios que se genera en el mercado abierto para crudos venezolanos (es decir, derivada de las ventas a clientes no afiliados). Esta supresión, a su vez, contribuye a que las transacciones con filiales se vuelvan refractarias al escrutinio del fisco, dificultando la repetición del embarazoso episodio de los precios de transferencia de Ruhr. En 1983, no era posible ofrecer una buena explicación de por qué el precio de un embarque a Alemania era muy inferior a un precio de referencia que era de todos conocido en Venezuela. A partir de 1986, en cambio, la valoración de todos los embarques es distinta, y no hay ninguna transacción específica que se pueda seleccionar como referencia para evaluar un precio de transferencia dado. Además, las discrepancias de precio entre embarques con calidad similar lucen menos anómalas cuando se trata de segregaciones comerciales que son distintas *de jure* si no *de facto*.

Gracias a la forma opaca en que Pdvsa vende los cargamentos que no se mueven por canales integrados, ha sido posible para la compañía incrementar la rentabilidad de sus refinerías mediante precios de transferencia fuertemente descontados (utilizando flujos que de otra manera habrían ido a parar al fisco venezolano). En este esquema, las actividades de mercadeo de gasolina juegan un papel fundamental, ya que son el elemento que mantiene fijo el flujo constante de crudo descontado a través de las refinerías de Pdvsa. Citgo vende su gasolina a sus distribuidores con una fórmula *netback* vinculada a los precios de otras compañías en un área dada, que asegura a éstos un margen bruto de aproximadamente 10 centavos por galón por cada barril que *compran* (los competidores de Citgo dan un margen similar a sus distribuidores, pero por cada barril que *venden*). De esta forma, los distribuidores de Citgo tienen un incentivo para maximizar sus inventarios y pedidos a la refinería, inclusive en momentos de gran incertidumbre. Y para asegurar que los vaivenes del mercado de gasolina no puedan convertirse en un cuello de botella que interrumpa los flujos asociados a los descuentos, los precios al detal de la

¹⁸ Por ejemplo, el Leona es una mezcla 50/50 de Mesa y Meray, el BCF-21.9 consiste de 77% BCF-24 y 23% BCF-17, y el Caripito se compone de 30% Furril y 70% Pilón.

gasolina de Citgo en promedio son los más bajos de todas las grandes compañías petroleras que operan en EEUU.

¿Pero no termina el fisco venezolano por gravar los flujos asociados a la internacionalización cuando las filiales de Pdvsa declaran dividendos a sus accionistas?

La respuesta a esta pregunta sería afirmativa si Pdvsa alguna vez hubiera repatriado las ganancias de sus filiales, pero esto nunca ha sucedido¹⁹. Se ha dicho que esto se debe a que la capacidad de las principales filiales de Pdvsa para declarar dividendos está limitada por la inexistencia de un tratado de doble tributación entre Venezuela y EEUU. Por ejemplo, Luis Giusti explicó este problema en los siguientes términos: “Desde Estados Unidos para acá nunca hemos remitido, porque no existe un tratado de doble tributación entre ambos países y tendríamos que pagar 35% en impuestos a ese país. Lo que hemos hecho ha sido utilizar los dividendos para realizar inversiones en mejorar la refinería, o para otros proyectos, como fue la reciente adquisición de la mitad de la refinería Amerada Hess” (Escalante, Almada y Palacios, 1998). Ahora bien, esta explicación es perfectamente *plausible*, y sería *acceptable* de no mediar dos factores disonantes. En primer lugar, que Pdvsa ha restringido deliberadamente la capacidad de sus filiales para declarar dividendos. Por ejemplo, cuando Citgo pasó a ser de su propiedad única, Pdvsa suscribió nuevos compromisos financieros que eran, en palabras de la propia filial, “considerablemente más restrictivos en cuanto al pago de dividendos” (Citgo *Annual Report*, 1989, 28). De hecho, las condiciones de las emisiones de bonos que Pdvsa ha llevado a cabo desde 1991 tienen en común que limitan severamente la capacidad de sus filiales para declarar dividendos (y también para vender los activos de sus subsidiarias, adquirir nuevos pasivos no subordinados, y adquirir nuevos activos sin previa notificación a los acreedores).

En segundo lugar, está el hecho de que la inexistencia de un tratado de doble tributación de hecho no impidió que las filiales americanas de Pdvsa regularmente declararan dividendos a su matriz (PDV Holding Inc.) y, aún más importante, que dichos dividendos salieran de EEUU sin causar impuestos. Esto fue posible porque (como se puede ver en la gráfica G6) la matriz de PDV Holding Inc. era otra compañía tenedora de acciones llamada Propernyn B.V., domiciliada en los Países Bajos (un estado con un ajeño tratado de doble

¹⁹ En los reportes 20-F de Pdvsa se encuentra el lacónico reconocimiento de este hecho: “Pdvsa ha permitido a sus subsidiarias y asociaciones la retención con propósitos de reinversión de la vasta mayoría del flujo de caja generado por sus operaciones (Pdvsa 20-F, 1993, 2).

tributación con EEUU). Cuando recibía fondos de PDV Holding, Propernyn aprovechaba a su vez el tratado impositivo trilateral Países Bajos, Aruba, Antillas Neerlandesas (*Belastingregeling voor het Koninkrijk* o *BRK*) para enviarlos a su matriz, Venedu Holdings, una empresa tenedora de acciones domiciliada en Curaçao. Crucialmente, Venedu habría podido repatriar estas ganancias generadas gracias a los precios de transferencia de Pdvsa de haber querido, *porque las Antillas Neerlandesas mantenían un tratado de doble tributación con Venezuela*²⁰. Pero en lugar de eso, Venedu recirculaba los fondos, canalizándolos hacia las filiales de Pdvsa en el exterior para la adquisición de nuevos activos de refinación, generalmente bajo la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, y casi siempre convertibles (a opción de Venedu) en acciones ordinarias de las filiales (el cuadro C5 muestra el saldo de esos préstamos a finales de 1992, fecha en que se liquidaron mediante una operación que se detalla a continuación). Gracias a este ingenioso mecanismo de ingeniería financiera, Pdvsa efectivamente redujo mucho sus obligaciones fiscales respecto a la tasa de 35% que sus dividendos tendrían que haber pagado en EEUU²¹. Desafortunadamente, el mecanismo también sirvió para evitar que las cuantiosas ganancias asociadas al programa de internacionalización pagaran impuesto sobre la renta en Venezuela a una tasa de 67,7%.

Cuadro C5

Venedu. Saldo de notas por cobrar a afiliadas (ejercicio 1991-1992)			
Concepto	Monto (MMUSD)		Tasa de interés anual (%)
	1991	1992	
Línea de crédito PMI-Citgo	428,1	428,1	9,9
Préstamo para la adquisición del 50% de Citgo*	250,0	250,0	0
Nota promisoría para la adquisición del 50% de Uno-Ven **	170,3	160,4	0
Nota promisoría para contribución al capital social de Baproven	0,0	15,6	0
Nota promisoría para adquisición de BOPEC**	60,3	56,8	0
Nota promisoría para PDV Europe**	171,2	161	0

²⁰ Según los consultores financieros y fiscales Finor Associates, Ltd., además de Venezuela, las Antillas Neerlandesas tienen acuerdos de doble tributación con Argentina, Canadá, Cuba, Dinamarca, Francia, Japón, Noruega, Países Bajos, Surinam, el Reino Unido y EEUU (véase http://www.finor.com/en/netherlands_antilles.htm).

²¹ Los Países Bajos gravan con una tasa de 15% los dividendos pagados a compañías domiciliadas en las Antillas Neerlandesas, pero si la compañía antillana posee más de 25% de las acciones de una compañía holandesa (como es el caso de Venedu y Propernyn), la tasa cae a 7,5% (y hasta 5% si la compañía antillana paga la diferencia localmente). Esta información puede encontrarse en el website de la compañía LOWTAX.NET (<http://www.lowtax.net/lowtax/html/jna2tax.html>).

El programa de internacionalización de Pdvsa...

265

Nota promisoría para financiar inversión adicional en Ruhr Öl**	0,0	30	0
Otros	7,5	13	-
TOTAL	1.087	1.115	

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

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

Fuente: PDV America, 1993: F-41

Aquí gráfico 6

La razón por la cual los párrafos anteriores están en pretérito radica en que a partir de 1993, el financiamiento de la internacionalización a través de Venedu se sustituyó por la emisión de bonos en mercados internacionales. Esta tendencia comenzó con una operación denominada la “recapitalización de PDV América”, gracias a la cual Pdvsa no solamente colocó US\$ 1.000 M de deuda en las carteras de inversionistas institucionales, sino que además liquidó los préstamos internos de Venedu haciendo aparecer a los fondos así liberados como provenientes de la emisión (cuadro C6). El gran atractivo del endeudamiento externo como mecanismo de financiamiento es que los flujos asociados a los descuentos se comprometen desde antes de siquiera generarse, lo cual reduce mucho el margen de maniobra de las autoridades fiscales venezolanas. Así, las ganancias de las filiales en el exterior se pueden utilizar directamente para el servicio de la deuda asociada con la internacionalización, pero sin que se tenga que correr el riesgo de concentrarlas en una entidad como Venedu (seguramente, la razón por la cual los préstamos que hacia esta entidad eran pagaderos a la vista era que existía una posibilidad real de que se tuvieran que liquidar en cuestión de horas en caso de que atrajeran la atención de las autoridades fiscales venezolanas).

Cuadro C6

La recapitalización de PDV América (1993)	
	Monto (MMUSD)
Provenencia de fondos	
Contribuciones patrimoniales con fondos provenientes de Venedu	647
Fondos netos de la emisión de bonos	975
TOTAL FUENTES DE FONDOS	1.622
Destino de los fondos	
Liquidación de línea de crédito PMI-Citgo	410
Préstamo a Pdvsa a cambio de notas espejo	1.000
Inversiones:	
Inversión en Lyondell-Citgo Refining Company	200
Adquisición de la refinería de Savannah	12
TOTAL USOS DE FONDOS	1.622

Fuente: PDV América

La profundización de la internacionalización ha sido el principal factor responsable del fuerte aumento en el endeudamiento a largo plazo de Pdvsa²². En fechas recientes, gran parte de este endeudamiento 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 deuda

²² Hasta 1990, la deuda a largo plazo de PDV America era mayor que la de Pdvsa, lo cual indica que una parte de la primera se componía de préstamos internos.

avalada por las cuentas por cobrar generadas por Pdvsa Petróleo (el saldo por liquidar de sus emisiones hasta fines de 2000 es de US\$ 2.907 MM). Pero independientemente del vehículo concreto de que se trate, la emisión de bonos tiene un atractivo adicional para Pdvsa; a saber, que constituye un medio ideal para defender a la internacionalización de una posible interferencia gubernamental, por la forma en que los compromisos contractuales contenidos en las emisiones limitan la libertad de acción del gobierno. Por ejemplo, antes de que Pdvsa pueda vender alguna de sus refinerías en el exterior, tiene que contar con la aprobación del consejo de Pdvsa Finance (ya que estas refinerías generan cuentas por cobrar que se usan para los pagos de intereses a inversionistas institucionales)²³. Del mismo modo, en la práctica el gobierno venezolano está impedido de ejercer su derecho de exigir el pago de la regalía en especie, ya que sería muy difícil que pudiera vender su crudo de regalía a clientes designados de Pdvsa en EEUU (el mercado que genera el mejor *netback* para Venezuela) sin quebrantar el clausulado de las emisiones de Pdvsa Finance. Dicha acción seguramente provocaría que el agente fiscal del vehículo declarara a esta última en violación de sus compromisos, con lo cual se abriría la posibilidad de que este último comenzara a retener la *totalidad* de la factura petrolera venezolana generada en EEUU hasta liquidar a los acreedores de Pdvsa Finance²⁴.

¿Cuál es la aportación de los activos internacionales de refinación y mercadeo a la hoja de balance de Pdvsa?

Hasta 1997, la forma en que estaba estructurada la información por línea de negocio y por jurisdicción geográfica del reporte 20-F de Pdvsa ante la SEC permitía llevar a cabo una muy fructífera confrontación con las detalladas cifras de costos de la industria petrolera (costos operativos y totales, dentro y fuera de Venezuela) publicadas en el *PODE*²⁵. El cuadro C7 consigna los resultados

²³ (Pdvsa Finance, 1997, 37). Actualmente, el consejo de Pdvsa Finance está compuesto por Luis Dávila (director de finanzas de Pdvsa), Julián Fleszczyński (Tesorero de Pdvsa), Carlos Yáñez (gerente de Planeación y Control Financieros de Pdvsa) y Michael Austin (director del Cayman Islands Monetary Authority).

²⁴ Como apostilla para esta sección, nos gustaría anotar que en diciembre de 2000 se anunció que Venedu, Propernyn y PDV Holding, Inc. transfirieron todas sus acciones a Pdvsa en Caracas, y también que Venedu sería liquidada durante 2001 (Pdvsa 20-F 2000, F-7). Esta acción seguramente obedece en parte a que Pdvsa Finance ha vuelto redundantes a estas compañías. Sin embargo, su desaparición probablemente también está ligada a reformas tanto del régimen fiscal de Curaçao como al *BRK*. Bajo las nuevas disposiciones, los gravámenes sobre los pagos de dividendos de compañías holandesas a compañías antillanas han desaparecido, pero las compañías antillanas ya no tienen derecho a acogerse a la red de acuerdos de doble tributación de Holanda.

²⁵ La reorganización de Pdvsa se tradujo en un cambio en la forma en que se presentaba esta información, por lo cual ya no es posible realizar este ejercicio a partir de ese año.

de este ejercicio. Como se puede apreciar, los activos internacionales de refinación y mercadeo contribuyeron de una manera desproporcionada a los costos operativos de Pdvsa, y más aún a sus costos totales; en cambio, su aportación al *bottom line* de la empresa fue despreciable. Este cuadro indica que, gracias a la internacionalización, se importaron a Venezuela (una jurisdicción donde priva una tasa impositiva muy alta) costos incurridos en otras jurisdicciones con tasas de imposición más bajas. Este flujo de costos va en un sentido exactamente opuesto a los flujos financieros asociados con los precios de transferencia de Pdvsa, gracias a los cuales se traslada renta de una jurisdicción de alta imposición a otras jurisdicciones donde los impuestos son mucho menores.

Cuadro C7

Pdvsa: Contribución porcentual de operaciones internacionales de refinación y mercadeo a:					
Año	Activos totales	Costos de operación	Costos totales *	Ingresos gravables para efectos del ISLR	Costos de adquisición de crudos y productos contra costos totales
1990	17%	44%	71%	2%	51%
1991	17%	33%	66%	3%	48%
1992	16%	35%	65%	3%	44%
1993	18%	38%	70%	7%	46%
1994	18%	39%	72%	5%	50%
1995	20%	35%	69%	3%	47%
1996	19%	35%	76%	2%	54%
1997	19%	23%	72%	3%	56%
Pro.	18%	35%	70%	4%	49%

* Incluye costos financieros y costos de adquisición de crudos y productos en mercados internacionales

Fuente: Pdvsa, MEM

El papel que los activos adquiridos bajo el programa de internacionalización juegan en las cuentas de Pdvsa parecería prestarse para explicar por analogía algunos otros de los principios rectores de la política comercial de la empresa. Por citar un ejemplo, la insistencia de Pdvsa de transportar el crudo que vende a sus afiliadas en buques de su propiedad (a pesar de los enormes riesgos financieros que esto supone: vid. *Exxon Valdez*) bien podría tener que ver con que los fletes marítimos son otro elemento que se puede manipular para imputar costos al crudo venezolano, y no tanto con las supuestas dificultades de conseguir buques tanque de doble fondo modernos, que cumplan con la

estricta legislación ambiental en vigor en países como EEUU²⁶. Lo mismo vale para los fuertes costos asociados al déficit crónico de productos ligeros de Citgo, los cuales limitan drásticamente la rentabilidad del suministro de estaciones del sistema con volumen adquirido en el mercado abierto²⁷. El déficit de Citgo equivale a 46% de sus ventas de gasolina (340 MBD), si bien para hacer frente a los “requerimientos logísticos, diferencias de tiempo y desbalances en la calidad de productos” durante 1999 la compañía tuvo que comprar casi 700 MBD de gasolina en el mercado abierto (Citgo 10-K, 2000, 9). Paradójicamente, Pdvsa ha utilizado la posibilidad de abatir los costos de estas operaciones para realzar el atractivo económico de adquirir nuevas refinerías (éste ha sido el caso con Lyondell, Hess y Chalmette). Pero en ningún momento parece haber evaluado la posibilidad de que Citgo retire su bandera de las muchas estaciones marginales que tiene que suministrar con volumen comprado a terceros.

¿Qué sucedería si Pdvsa tuviera que vender alguna de sus refinerías en el exterior?

El precio de mercado de cualquier activo estará dado en función del valor de los flujos de efectivo que generará en el futuro, traídos al presente. Por ende, el precio de las refinerías que Pdvsa ha negociado con los vendedores de estos activos incluye los flujos que éstos esperan obtener por concepto de los descuentos en el precio del crudo. Por eso, en las ocasiones en que Pdvsa ha comprado la segunda mitad de una refinería, siempre ha tenido que pagar una cantidad considerablemente mayor de la que pagó por la primera mitad. Uno-Ven proporciona el ejemplo más claro de esto. Pdvsa, luego de haber pagado a Unocal US\$ 145 MM por la primera mitad de la refinería de Lemont, pagó US\$ 250 MM por la segunda. Esta cifra representa el valor presente neto de los descuentos aplicables a los suministros venezolanos en los 10 años que le restaban por correr al contrato cuando se llevó a cabo la operación.

Como ya se ha dicho, las corridas de crudo venezolano en Lemont se redujeron fuertemente a partir de su adquisición total por parte de Pdvsa, lo

²⁶ En 1999, 91% de las importaciones totales de crudo de Citgo y la totalidad de las importaciones marítimas de Uno-Ven/PDV Midwest, se transportaron en buques propiedad de Pdvsa Marina (Citgo 10-K, 2000; PDV America 10-K, 2000).

²⁷ Citgo admite que “los márgenes en productos para reventa son más bajos que los márgenes en productos manufacturados directamente”. Sin embargo, en la contabilidad de Citgo, “los productos para reventa no se segregan de los manufacturados directamente”, lo cual impide medir exactamente “los efectos sobre la rentabilidad de la compañía que tienen los cambios en los volúmenes de productos para reventa” (Citgo 10-K, 1998, 19). Algunos de los contratos de suministro de gasolina Citgo son muy onerosos. La compañía suministra 70 MBD aproximadamente de gasolina a Southland, pero debido a las cláusulas de precio de este contrato, “estas ventas no hacen ninguna contribución material a los resultados de operación de Citgo” (Citgo S-3, 1996, S-7).

que lleva a la conclusión de que el costo de oportunidad de los descuentos excedía con mucho a las “ganancias estratégicas” derivadas de la colocación segura del crudo venezolano. Pero dado que estos costos de oportunidad eran tan grandes, ¿no hubiera convenido más a Pdvsa vender su participación en la refinería?

Para Pdvsa, la opción de liquidar una participación accionaria parcial en un mal negocio es menos atractiva que comprar la totalidad del mismo. Si los activos de refinación se vendieran sin sus respectivos contratos de suministro, el precio que cualquier comprador estaría dispuesto a pagar por ellos sería muy inferior al monto total que Pdvsa ha invertido en ellos (dado por el costo de adquisición más las contribuciones patrimoniales más el monto de los descuentos). Esto pondría a Pdvsa en la difícil situación de explicar que el valor aparente de los activos se derivaba de unas muy altas tasas de proceso que solamente han sido posibles gracias a los descuentos en los insumos provenientes de Venezuela. Para evitar esta situación, Pdvsa podría vender los activos junto con los contratos, pero entonces éstos le seguirían generando graves pérdidas. Y, en todo caso, la opción de comprar un negocio marginal no luce tan mala cuando se piensa que los costos del mismo se pueden deducir para efectos del pago de ISLR en Venezuela, con lo cual el fisco termina por absorber la mayoría de estos costos.

Los incentivos perversos que impulsan a Pdvsa a invertir más dinero en negocios marginales, en lugar de liquidarlos, son muy poderosos, y en este momento están impulsando a la compañía a llevar a 100% su participación en la refinería de Lyondell-Citgo en Houston. Esta planta tiene un contrato de suministro extraordinariamente oneroso: las cifras de valor de ventas a afiliadas publicadas por Pdvsa Finance para el período 1998-2000 indican que los precios de transferencia unitarios de Lyondell para crudos pesados fueron inferiores en US\$/B 2,96, US\$/B 3,33 y US\$/B 1,69, respectivamente, a los precios de mercado que pagaron los clientes no afiliados de Pdvsa por este tipo de crudo (Pdvsa Finance 20-F, 2000, 22; Pdvsa Finance 20-F, 1998, 31). Sin embargo, ni siquiera estos jugosos descuentos han sido suficientes para cubrir el servicio de la deuda contraída para pagar la costosísima reconfiguración de la refinería (concluida en 1993 a un costo de US\$ 1,100 MM). En su último reporte 20-F, Pdvsa reportó al SEC que un crédito de US\$ 450 MM extendido a Lyondell-Citgo vencía en septiembre de 2001, y que la sociedad “*no tenía los fondos disponibles para pagar este crédito a su vencimiento*” (Pdvsa 20-F, 2000, F-18; cursivas nuestras). No obstante lo anterior, Citgo ya había firmado una carta de intención, fechada el 12 de abril de 2001, para adquirir el interés remanente de Lyondell en la refinería de Houston (ibíd., 25), y Pdvsa esperaba hacer una oferta definitiva a Lyondell apenas se haya llevado a buen término el refinanciamiento de estos pasivos de Lyondell-Citgo (ibíd.). Y, por si las dudas, Pdvsa había consentido también en ser aval financiero solidario para Citgo en caso de que esta compañía

llegara a enfrentar problemas por pérdidas relacionadas a su inversión en Lyondell (ibíd., F-18).

¿Existen evidencias concretas del papel que juega la internacionalización en la importación de costos?

Pdvsa vende crudo a algunas de sus afiliadas en el exterior a través de empresas de servicios (como PMI, Petromar²⁸ y otras). Los ingresos de estas empresas son esencialmente iguales a sus costos y egresos. Sin embargo, estas empresas compran a un precio a las afiliadas venezolanas de Pdvsa y lo venden a un precio distinto (más alto), a las afiliadas externas. Esta diferencia se contabiliza en un rubro que se denomina “costo de procesamiento”, el cual también incluye los costos reales asociados con la operación (transporte, seguros y, para el caso de Ruhr Öl, todos los costos de procesamiento, distribución, y demás²⁹). El monto absoluto de estos costos de procesamiento es enorme (ver gráfica G7), sobre todo cuando se considera que las empresas comercializadoras no son más que placas de latón sobre un buzón en algún paraíso fiscal. Las operaciones con Ruhr involucran muchos eslabones de la cadena industrial del petróleo y, por lo mismo, traen asociados gastos consecuentemente mayores. Pero aun estos gastos no dejan de sorprender por su magnitud, como se puede constatar al revisar las cuentas de PMI en el *Anuario Estadístico* de Pdvsa. PMI maneja los volúmenes de Ruhr en exclusiva desde 1993³⁰. Pues bien, entre ese año y 1998, los costos anuales de procesamiento de PMI han promediado US\$ 703 MM³¹. Durante ese mismo período, Pdvsa colocó en el sistema de Ruhr un promedio anual de 76 millones de barriles de crudo (210 MBD). Esto quiere decir que, independientemente de que el margen de procesamiento de Ruhr haya sido bueno, malo o regular, cada barril de crudo procesado allí generó aproximadamente 10 US\$/B en costos potencialmente deducibles para efectos

²⁸ La primera (Pdvsa Marketing International) está domiciliada en Panamá; la segunda en Aruba.

²⁹ Ruhr Öl como tal no deriva ninguna ganancia monetaria de la refinación del crudo en sus plantas. Los socios nunca transfieren a Ruhr su título de propiedad sobre el crudo procesado ni sobre los productos terminados, y una vez que estos últimos han sido vendidos, cada socio recibe 50% de los ingresos netos totales y reembolsa a Ruhr sus costos atribuibles de refinación y distribución.

³⁰ En ese año creó una nueva comercializadora, Petromar, la cual tiene a su cargo el suministro de Isla, Nynäs, Bopec, Hovensa, operaciones de almacenamiento con Statia en St. Eustatius y el acuerdo de procesamiento que mantiene Pdvsa con Trintoc en Trinidad.

³¹ Las cifras exactas para cada año son las siguientes. Costos de procesamiento en millones de dólares estadounidense (1993-98): 700, 663, 807, 806, 652, 593 (Pdvsa *Anuario Estadístico*, 1998, 73). Suministro total de Pdvsa a Ruhr en MBD (1993-98): 199, 208, 198, 213, 214, 219 (Pdvsa 20-F, 1993-8; Veba Öl *Annual Report*, 1993-8). Suministro de crudo venezolano a Ruhr en MBD: 74, 81, 52, 32, 24, 25 (Pdvsa 20-F, 1993-8; PDV America, 1993; Pdvsa Finance 20-F, 1998).

del impuesto sobre la renta en Venezuela. Ahora bien, esta cifra considera volúmenes de variadas procedencias (Rusia, Irak, mar del Norte, Venezuela). Si se sacan estas mismas cuentas tomando como base el volumen promedio de crudo *venezolano* enviado a Ruhr en esos años, se podrá apreciar que la salida de mercado que ofrece Ruhr a Venezuela ha generado en costos la nada despreciable suma de US\$ 60 por barril comercializado. Y si bien es cierto que, como afirma Luis Giusti, “la mayoría de los crudos venezolanos son pesados y de difícil colocación, y eso nos pone en desventaja a la hora de competir” (Escalante, Almada y Palacios, 1998), la verdad es que tampoco es para tanto.

Con todo y lo anterior, no es posible afirmar categóricamente que Pdvsa efectivamente convierta todos los gastos deducibles de impuestos de sus centros de costos en el exterior en flujo de caja (no hay suficientes datos en el dominio público para hacer un ejercicio de contabilidad forense que lo confirme). Pero cuando se piensa que los “costos de procesamiento” forman parte de los costos totales de adquisición de crudo y productos en el exterior de Venezuela, es fácil entender por qué este último rubro genera cuando menos 50% de los costos totales de la corporación desde hace ya bastante tiempo. Dicho sea de paso, también es fácil entender la debilidad del razonamiento que ofrece Alberto Quirós para explicar por qué la manipulación de los costos de Pdvsa no le parece factible. En sus palabras, si “los ejecutivos de Pdvsa inflan los costos operativos para que la empresa pague menos impuesto sobre la renta, ¿a quién beneficia esta acción? Pareciera que a Pdvsa. ¿Y quién es el accionista único de la petrolera? Pues el Estado, que ahora podrá tomar por la vía de los dividendos lo que no cobra mediante el impuesto sobre la renta” (Quirós, 2001, E-8). ¿Pero si los beneficios de esta manipulación no aumentan el ingreso gravable de Pdvsa, porque se canalizan hacia una empresa como Venedu que recircula los fondos sin que éstos entren a Venezuela?³² ¿Y si los costos inflados que han de transformarse en flujo de caja se comprometen inclusive antes de generarse mediante un vehículo de financiamiento estructurado como Pdvsa Finance? En esos casos, hasta Quirós tendrá que admitir que el Estado no estará en posibilidades de tomar por la vía de los dividendos lo que no haya cobrado por vía impositiva.

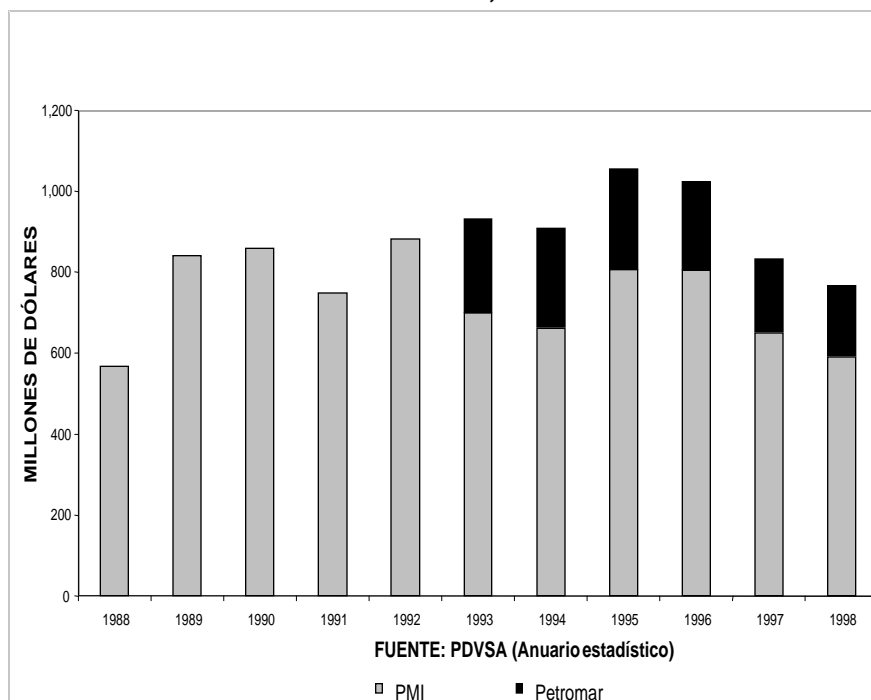
¿Cómo es que estas aparentes anomalías no salen a la luz en las auditorías que se practican a las cuentas de la empresa cada año?

Los auditores de los estados financieros consolidados de Pdvsa no tienen acceso directo a los libros de sus empresas de servicios en el exterior ni tampoco a los libros de algunas de sus filiales operativas, por lo cual tienen que realizar sus funciones a partir de cifras de ingresos y costos que, por decirlo de alguna manera, han sido “digeridas” previamente. Desde 1990,

³² Venedu también era el destino último para las ganancias de PMI y Petromar.

fecha en que se consolidaron las cuentas de Citgo con las de Pdvsa, el informe que los audi-

Gráfica G7
Pdvsa. Costos de procesamiento facturados
por empresas filiales de servicios de comercialización
internacional, 1988-1998



tores de Pdvsa envían al accionista y a los directores de la compañía ha contenido una advertencia que reza de la siguiente forma: “No se han auditado los estados financieros de ciertas subsidiarias y afiliadas, los cuales reflejan activos que representan 42% de los activos consolidados en diciembre 31, 1996 y 1995, e ingresos que representan 57% de los ingresos consolidados para los años de 1994, 1995 y 1996. Esos estados financieros fueron auditados por otros auditores cuyos reportes se nos han proporcionado, y la opinión que expresamos en este reporte, cuando menos en lo que respecta a los montos incluidos para dichas subsidiarias y afiliadas, está basada solamente en los reportes de otros auditores” (*Pdvsa Reporte Anual*, 1997, 67; cursivas nuestras). Las cifras en cursivas varían año con año, pero siempre son significativas, y de hecho no reflejan por completo el grado al cual

las transacciones de Pdvsa no son auditables, ya que las empresas de servicios de mercadeo (PMI, Petromar) no cuentan con activos propiamente dichos, aunque manejan flujos financieros y físicos muy grandes. Sea como sea, para los auditores de los balances consolidados de Pdvsa, las cifras reportadas por las subsidiarias auditadas por otras empresas son meros *datos*, y no sujetos de investigación en sí mismas. Esta característica reviste particular significación en vista del papel central que ocupan en la estrategia de internacionalización empresas de servicios domiciliadas en paraísos fiscales (Venedu en Curaçao, PMI en Panamá, Petromar en Aruba, por mencionar tres ejemplos)³³. Por ello, el gobierno venezolano se ha visto impedido de ejercer una función de auditoría efectiva, conducente a la cuantificación y evaluación justa de los beneficios de esta estrategia.

¿Se puede decir que los efectos perniciosos de la internacionalización se derivan de un problema de corrupción?

La preocupación con el tema de la corrupción en Venezuela a lo largo de los últimos 40 años ha sido constante, pero también estéril y revestida con tintes de neurosis. El supuesto de que la corrupción es la fuente de todo mal para la sociedad y Estado venezolanos ha servido para desviar la atención de problemas estructurales muy complejos –la capacidad de absorción de capital de un país rentista, por decir algo– de los cuales la corrupción constituye un mero síntoma (Baptista, 1997). Entre otras cosas, gracias a este debate, en el seno de la opinión pública existe una visión en la cual se presenta a Pdvsa en contraposición a un Estado corrupto y despilfarrador (Matsuda, 1997). Esta visión resulta de gran utilidad práctica para la compañía, ya que ésta casi puede asumir que tiene la batalla de las relaciones públicas ganada cada vez que tiene una diferencia política con el gobierno de turno.

La corrupción no ha figurado gran cosa en las escasas discusiones políticas en torno a la internacionalización. Es cierto que las compras de las refinerías de Gelsenkirchen y Lake Charles causaron polémica en el interior del Congreso. Sin embargo, esta polémica obedeció antes que nada al alto costo de estas operaciones, más que a sospechas de enriquecimiento ilícito³⁴.

³³ Las sociedades anónimas domiciliadas en Panamá no tienen la obligación legal de hacer reportes financieros auditados ni declaraciones de impuestos, y pueden mantener su contabilidad en la forma que más les convenga. En Curaçao no existe ningún requerimiento de someter estados financieros auditados a la consideración del registro de compañías, aunque hay un requerimiento legal de presentar declaración de impuestos, estado de resultados y balance contable al Inspector de Impuestos de las Antillas Neerlandesas.

³⁴ Esto es especialmente cierto para la operación con Veba. En un momento en que el sector de refinación en Europa atravesaba por una profunda crisis que llevó al cierre de gran cantidad de refinerías, en 1982 Pdvsa pagó US\$ 250 MM por 50% de una refinería

Las más graves acusaciones de malversación de fondos de la industria petrolera con fines personales asociadas al programa de internacionalización las ha hecho Claudio Turchetti contra Luis Giusti, a propósito de la adquisición de la mitad de la refinería de Amerada Hess, hoy Hovensa, en las Islas Vírgenes (Turchetti, 1999). El libro de Turchetti contiene algunos indicios de que Pdvsa no ha logrado mantenerse al margen de la corrupción imperante en Venezuela, pero la mayoría de los incidentes, conversaciones y “pruebas” que se mencionan en la obra son producto de la imaginación del autor³⁵, lo cual pone en entredicho la solidez de sus acusaciones en torno a Hovensa. Según Turchetti, Giusti “forzó el negocio con esta refinería quebrada (...) y meses después recomendó su venta a raíz de las cuantiosas pérdidas (...) [salvando] al viejo Hess de la ruina (ibíd., 229). El problema con esta versión es que ni la refinería ni Hess estaban arruinados (aunque ciertamente ninguno de los dos gozaba de cabal salud financiera, como se puede comprobar fácilmente en Hovensa 1999), ni Giusti recomendó jamás la venta de la planta a los pocos meses (el contrato de suministro que firmó Pdvsa con esta refinería tiene una duración de 20 años). Además, no se ha constatado que las “evidencias” que dice tener Turchetti existan, si bien Héctor Ciavaldini hizo eco de ellas en su paso por la presidencia de Pdvsa. Pero en cualquier caso, la aportación que el tema de la corrupción puede hacer a la comprensión del programa de internacionalización es nula: la internacionalización es un reflejo del enfrentamiento político entre Pdvsa y el gobierno venezolano, y como tal constituye un problema de aparatos y estructuras, que trasciende las personalidades. Por lo tanto, como bien explicara Bernard Mommer en una entrevista concedida al periodista José Enrique Arrijoja, es válido postular que la gestión empresarial de Pdvsa pueda haber marginado al MEM del proceso de toma de decisiones de política petrolera y agravado la crisis fiscal del Estado venezolano, sin que esto quiera decir “en ningún momento que existan intereses oscuros dentro de Pdvsa” (Arrijoja, 1998, 116). De la misma manera, se puede concebir que Pdvsa haya utilizado a la internacionalización para transferir renta e importar costos sin que esto constituya, como mantiene Alberto Quirós, una acusación tácita (y muy grave, por lo demás) de “que los resultados de esta supuesta manipulación fiscal, de alguna manera, pasan a los bolsillos de los gerentes petroleros” (Quirós, 2001, E-8).

En vista de la postura inicialmente hostil del presidente Chávez hacia la internacionalización, y dados los costos asociados al redimensionamiento del programa por vía administrativa, ¿por qué su gobierno no ha tomado medidas para cuando menos informar a la opinión pública venezolana de los efectos financieros y fiscales del programa de internacionalización?

de 250 MBD de capacidad. En contraste, menos de tres años antes, Pemex había desembolsado apenas US\$ 28,8 MM a cambio de una participación de 34% en Petronor.

³⁵ Véase la reseña de este libro en *The Journal of Energy Literature*, VI (2), 88-91.

El presidente Chávez resultó un político mucho más hábil de lo que muchos de sus enemigos estaban dispuestos a reconocerle. Sin embargo, inclusive entre sus admiradores, siempre existió plena conciencia de que también adolecía de graves defectos, entre los cuales había uno en particular que ha constituido un obstáculo de primer orden en el proceso de normalizar las relaciones fiscales del gobierno con Pdvsa: su optimismo político. Pensando en algunos políticos populistas de la Tercera República francesa, especialmente Jaurés, el mordaz teórico socialista Georges Sorel llegó a la conclusión de que “el optimista en política (...) con harta frecuencia estima que unas pequeñas reformas realizadas en la constitución política y, sobre todo, en el personal del gobierno, bastarían para orientar el movimiento social de manera que atenuase lo que el mundo contemporáneo ofrece de horroroso (...) En cuanto sus amigos están en el poder, declara que conviene dejar que las cosas sigan su curso, no apresurarse demasiado y saber contentarse con lo que su buena voluntad les sugiera” (Sorel, 1976, 67). Estas líneas describen de manera lapidaria la situación que ha imperado en las altas esferas políticas de la Quinta República venezolana desde la elección misma de Chávez, especialmente en cuanto concierne a la definición (o, más exactamente, a la necesidad de redefinición) de la política petrolera del país, y de los mecanismos para el control fiscal de la industria. Y, por mucho tiempo, el presidente Chávez y su grupo se engañaron a sí mismos pensando que controlaban todas las riendas del poder en Venezuela, aunque bastaba mirar las cifras de ingresos fiscales petroleros para constatar que no era así. En 1981, por ejemplo, los ingresos brutos generados por las exportaciones venezolanas de petróleo sumaron US\$ 19.100 MM, de los cuales el Estado venezolano recaudó US\$ 13.900 MM en impuestos; en 2000, los ingresos brutos por exportación totalizaron US\$ 27.300 MM, pero los ingresos fiscales apenas si llegaron a US\$ 11.300 MM. El efecto negativo de las operaciones internacionales de Pdvsa sobre los ingresos gubernamentales también se vuelve evidente confrontando las contribuciones fiscales de esta compañía con las de Pemex, una empresa cuya producción es muy similar a la de Pdvsa tanto en volumen como en calidad. En el año 2000, los ingresos totales de Pemex (netos de impuesto al consumo de gasolina y diesel) totalizaron US\$ 50.300 MM, de los cuales la compañía pagó US\$ 29.000 MM en impuestos directos al gobierno mexicano. En ese mismo año, los ingresos totales de Pdvsa rebasaron los US\$ 53.600 MM pero, como ya se ha dicho, el gobierno del presidente Chávez solamente percibió US\$ 11.300 MM por concepto de regalías, impuesto sobre la renta y dividendos.

El problema fiscal fue el factor que dio la puntilla a la Cuarta República, y la escasez de recursos asociada con este problema parece haber minado en definitiva la viabilidad del proyecto político de la Quinta República. Como sus predecesores, Chávez ignoró la máxima de que “la renta del petróleo no es el futuro del país, pero sin la renta del petróleo no tenemos futuro” (Baptista, 1999, 43). O si no ¿cómo explicar la pasividad y resignación con que su gobierno acogió, por ejemplo, la noticia de que, en el año de bonanza del

2000, los ingresos fiscales se rezagarían respecto a los ingresos brutos porque los costos de la industria habían aumentado en 44,6%? (MEM, 2000, 17). El error capital de Chávez consistió en no entender que para solucionar el problema fiscal no bastaba con llevar a cabo un relevo de personal al interior de Pdvsa para instalar a sus correligionarios en la dirección de la empresa. La prueba de ello es la manera en que alguien como Héctor Ciavaldini –en las antípodas políticas e ideológicas de Luis Giusti o Roberto Mandini– terminó por proponer los mismos objetivos empresariales que sus predecesores, si acaso con un pequeño cambio de matiz (trasladando la mira de la internacionalización hacia Latinoamérica o Cuba en lugar de hacia Estados Unidos, por ejemplo). ¿Y qué decir del caso del general Lamedea?

¿Hay alguna manera en que se pueda detener la dilución de la renta petrolera venezolana?

Al igual que el gobierno del presidente Chávez, cualquier futuro gobierno venezolano enfrentará la necesidad apremiante de asegurar una renta petrolera estable y detener el colapso de la contribución fiscal de la industria petrolera. Sin embargo, el programa de internacionalización en su forma actual hace imposible la consecución de cualquiera de estos dos objetivos. En el corto plazo, no existe un remedio administrativo sencillo a esta situación, ya que los contratos de suministro a filiales en el exterior están imbricados con otros aspectos de la actividad empresarial de Pdvsa (notablemente el endeudamiento externo de la compañía), y la rescisión unilateral de los contratos o la venta forzada de las refinerías probablemente traerían aparejados costos inaceptables para el gobierno venezolano. Sin embargo, los efectos negativos que genera el programa para el erario público venezolano se podrían moderar –y eventualmente hasta eliminar– por la vía fiscal. De hecho, uno de los aspectos más positivos de la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos es que sienta el principio de que la política fiscal tiene que estar predicada sobre el aislamiento (*ring fencing*), en términos tanto de precios como de volúmenes, de las actividades de refinación y mercadeo en el extranjero³⁶. La contabilidad separada para el *upstream* y el *downstream* hará transparentes los descuentos, y terminará por incentivar 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 hasta ahora. Desde luego, la piedra angular del régimen fiscal tendrían que ser unos nuevos convenios de determinación de precios del mercado libre que utilizaran crudos no venezolanos para efectos del cálculo de la regalía en general (como se hizo hasta 1976) y que, para el caso de transacciones entre filiales de Pdvsa, determinarían la regalía y las obligaciones fiscales derivadas del impuesto sobre la renta a partir de transacciones con clientes no afiliados, o bien sobre

³⁶ En su artículo 20, la ley estipula que las personas que “realicen actividades primarias conjuntamente con actividades industriales y comerciales, deberán llevar y presentar por separado las cuentas relativas a tales actividades”.

la base de cierto diferencial contra un crudo marcador extranjero. Después de todo, una regla de oro de la fiscalidad en países desarrollados es que los precios internos de transferencia son potencialmente manipulables, por lo que las autoridades fiscales no aceptan que este tipo de precios sea el que determine cuántos impuestos tiene que pagar una empresa cualquiera.

¿Cuál es la visión global de la internacionalización como negocio, tanto para Pdvsa como para el gobierno de Venezuela?

Para el fisco venezolano, la internacionalización ha resultado extraordinariamente costosa, ya que ha reducido tanto los ingresos por concepto de exportación (a través de los descuentos) como el ingreso gravable de Pdvsa (a través del incremento en costos y su importación a Venezuela para su deducción para efectos del ISLR). El objetivo estratégico de colocar grandes volúmenes de crudo en instalaciones controladas por Pdvsa se ha conseguido a costa de una fuerte disminución en los ingresos fiscales, que a final de cuentas son los que reflejan los beneficios que la nación venezolana obtiene por permitir la explotación de un recurso natural no renovable que es de su exclusiva propiedad y dominio.

Para el accionista de la compañía (es decir, el gobierno de la república), la internacionalización tampoco ha reportado beneficios tangibles, sobre todo porque Pdvsa no ha declarado dividendos sobre las ganancias de sus filiales en el exterior. Además, los activos de Pdvsa en el exterior han resultado muy caros, cuando se suman a los costos de adquisición en efectivo las inversiones posteriores y aportaciones al patrimonio, la absorción de pasivos y los descuentos al precio del crudo. Por si esto fuera poco, el costo de estos activos no es recuperable: dado que la rentabilidad de los mismos se ha sustentado en los descuentos al precio del crudo, el precio que un potencial comprador sin acceso a descuentos similares pagaría por los activos sería muy inferior al monto que el accionista de Pdvsa ha tenido que invertir en ellos. La emisión de deuda asociada a la internacionalización, por su parte, ha limitado severamente la libertad de acción y las prerrogativas legales del gobierno de la república (ej.: la dificultad casi insuperable de cobrar la regalía en especie que se deriva de la existencia de Pdvsa Finance). Entre otras cosas, ha elevado de tal forma los costos monetarios potenciales asociados a cualquier intento ya sea de rescindir los contratos de suministro o de vender estas refinerías que, en la práctica, estas opciones se han vuelto políticamente inaceptables para cualquier gobierno, sin importar su filiación ideológica. Asimismo, el hecho de que los flujos de caja asociados con la internacionalización estén apalancados con endeudamiento externo a largo plazo coloca al gobierno en una situación muy difícil cuando desea que Pdvsa declare dividendos, ya que la compañía puede argumentar que no está en posición de pagarlos con recursos internos, y que tendrá que endeudarse aún más para hacerlo. Esto confiere a Pdvsa cierta protección contra los intentos del gobierno de tapan los hoyos fiscales, ya que existe una posibilidad real de

que un aumento significativo en sus contribuciones en la forma de dividendos desemboque en la bancarrota de la compañía.

En cuanto a la compañía misma, el principal cambio derivado de la internacionalización es que Pdvsa se ha transformado en el cuarto o quinto refinador más grande del mundo. Sin embargo, la seguridad de colocación ha tenido una aportación muy limitada a las utilidades de Pdvsa. Los contratos de suministro con filiales en el exterior reducen la flexibilidad de la empresa, a veces severamente (ej.: necesidad de adquirir crudo para cumplir con compromisos de suministro). Además, la compañía ha adquirido activos cuyo costo real es muy superior al precio al cual se podrían vender. Asimismo, ha tenido que mantener algunos contratos de suministro muy onerosos, con el agravante de que la única manera en que Pdvsa ha podido limitar los daños que se derivan de dichos contratos es la de llevar a 100% su participación accionaria en activos que la propia compañía admite han tenido una rentabilidad muy poco satisfactoria (los ejemplos más claro en este sentido son Uno-Ven y Lyondell). Eso sí, el programa ha aumentado la capacidad de los directivos de Pdvsa para resistir pasivamente las órdenes del gobierno, especialmente aquellas que conciernen al patrimonio de la empresa. Un buen ejemplo de esto se encuentra en la manera en que Pdvsa ignoró la directiva de Carlos Andrés Pérez de vender 50% de Citgo. Aunque no faltaron los funcionarios petroleros que expresaran su repudio hacia esta orden y cuestionaran abiertamente la cordura del presidente (Andrés Sosa Pietri entre ellos), fueron más los que simplemente dijeron que los deseos de Pérez eran imposibles de cumplir porque, en vista de la recesión en los países desarrollados y las condiciones del mercado petrolero, nadie estaría dispuesto a pagar por Citgo el precio que Venezuela (es decir, Pdvsa) pediría por la compañía (*Platt's Oilgram News*, septiembre 2, 1992, 1). Un funcionario anónimo bastante perspicaz hizo la observación de que negociar una venta favorable tomaría mucho tiempo y concluyó lacónicamente, “para entonces, puede el asunto que ni siquiera importe” (ibíd., 5). Y en esto último tuvo toda la razón: Pérez cayó mucho antes de que la dirigencia de Pdvsa tuviera que dar muestra alguna de que estaba tomando providencias para acatar sus órdenes.

No es posible dejar de referirse a los actores externos involucrados de alguna manera en el programa. Gracias a la internacionalización, tanto las refinerías de Pdvsa en el exterior como los socios extranjeros de la compañía han podido integrarse verticalmente hacia atrás, a un costo muy bajo y con unos beneficios tangibles muy grandes. Por otro lado, el principal beneficiario de las operaciones de mercadeo de Citgo parece haber sido el consumidor estadounidense de combustibles automotores, que es quien adquiere los productos que Citgo vende a precios extraordinariamente atractivos tan sólo para asegurar el flujo continuo de crudo venezolano a través de las refinerías de Pdvsa.

Para concluir, quisiéramos remarcar que este trabajo no pretende ser una investigación exhaustiva de la internacionalización, ya que se trata de un programa de envergadura y alcance tales que bien se le puede dedicar un libro de considerable extensión (Boué, 1997). Más bien, su objetivo era abordar las que se nos antojaban como las interrogantes más apremiantes en torno al programa, sobre todo desde el punto de vista del gobierno venezolano. No hemos respondido explícitamente a la pregunta que le da título al trabajo porque, en vista de las pasiones que enciende el tema de la gestión de la industria petrolera nacionalizada entre el público venezolano, consideramos que es mejor que cada uno de nuestros lectores llegue a sus propias conclusiones al respecto. Pero dichos lectores harían bien en recordar el lapidario aforismo de la novelista e historiadora escocesa Josephine Tey: *truth isn't in accounts but in account books*³⁷. O, en una paráfrasis libre pero fiel al fin: la verdad está en las cuentas, no en los cuentos.

Bibliografía

Libros, artículos y tesis

- Ait-Laoussine, Nordine y Wood-Collins, John (1988): "Downstream Integration: Myths and Realities", *Petroleum Intelligence Weekly*, octubre 3, 1988, Suplemento especial, 4 pp.
- Alcock, Frank (1992): "The Future of National Oil Companies: the Experiences of Pdvsa", *Oxford Energy Forum*, 9, pp. 9-11.
- Allen, Bruce (1971): "Vertical Integration and Market Foreclosure: The Case of Cement and Concrete", *Journal of Law and Economics*, 14, pp. 777-795.
- Anderson, Erin y Schmittlein, David (1984): "Integration of the Sales Force: an Empirical Investigation", *Rand Journal of Economics*, 15, pp. 385-395.
- Arriola, José Enrique (1998): *Clientes Negros. Petróleos de Venezuela bajo la generación Shell*, Caracas, Los Libros de El Nacional.
- Baena, César (1996): *The Politics of Oil in Venezuela: a Decision-making Analysis of Pdvsa's Internationalisation Policy*, London School of Economics, Ph.D. Thesis.
- Baptista, Asdrúbal (1997): *Teoría económica del capitalismo rentístico. Economía, petróleo, renta*, Caracas, Ediciones IESA.
- _____ (1999): "Marcas en un calendario. En pos de la idea del capitalismo rentístico en Venezuela", en *Oxford, 25 años de la cátedra Andrés Bello en el St. Antony's College de la Universidad de Oxford*, Caracas, Banco Central de Venezuela.
- Bertrand, Robert J. (1981): *Canada's Oil Monopoly. The Story of the \$12 Billion Rip-off of Canadian Consumers*, Toronto, James Lorimer & Co.

³⁷ Josephine Tey, *The Daughter of Time*.

- Boué, Juan Carlos (1997): *The Political Control of State Oil Companies. A Case Study of the International Vertical Integration Programme of Petróleos de Venezuela (1982-95)*, Oxford University.
- Boué, Juan Carlos y Figueroa Liliana (2002): *The Market for Heavy Sour Crude in the US Gulf Coast. The Pemex-Pdvsa Duopoly*, Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- Cepet (1989): *La industria venezolana de los hidrocarburos*, Caracas, Ediciones del Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales, 2 vols.
- Chávez, Carlos R. (1998a): "Pdvsa posee \$10 millardos en activos externos", *El Universal*, agosto 27.
- _____ (1998b): "Internacionalización genera \$800 millones", *El Universal*, diciembre 17.
- Escalante, Ricardo, Almada Telmo y Palacios Marianela (1998): "Cuentas crudas y precios refinados (IV): Pdvsa obtuvo \$ 2,8 millardos adicionales por ventas de petróleo a sus refinerías", *El Nacional*, noviembre 20.
- Guevara, Rafael M. (1983): *Petróleo y ruina. La verdad sobre el contrato firmado entre Pdvsa y la Veba Oel A.G.*, Caracas, Ediciones del Instante.
- Horsnell, Paul, y Mabro Robert (1993): *Oil Markets and Prices. The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*, Oxford, Oxford University Press.
- ICOMH (1997): *International Crude Oil Market Handbook*, New York, PIW Publications.
- Joskow, Paul (1985): "Vertical Integration and Long-term Contracts: the Case of Coal burning Electric Generating Plants", *Journal of Law, Economics and Organization*, 1, pp. 281-328.
- Malone, Robert A. (1989): *The Twenty Sisters: an Analysis of Forward Integration by Oil Exporting Nations*, MIT, Master in Management Thesis.
- Masten, Scott (1984): "The Organization of Production: Evidence from the Aerospace Industry", *Journal of Law and Economics*, 27, pp. 403-418.
- Matsuda, Yasuhiko (1997): *An Island of Excellence: Petróleos de Venezuela and the Political Economy of Technocratic Autonomy*, University of Pittsburgh, Ph.D Thesis.
- McBride, M.E. (1983): "Spatial Competition and Vertical Integration: Cement and Concrete Revisited", *American Economic Review*, 73, pp. 1011-1022.
- Ministerio de Energía y Minas de la República Bolivariana de Venezuela (2000): *Memoria y cuenta*.
- Monteverde, Kirk y Teece David (1982): "Supplier Switching Costs and Vertical Integration in the Automobile Industry", *Bell Journal of Economics*, 13, pp. 206-213.
- Olmata, Ángel E. (1995): "Forward Integration of the Venezuelan Oil Industry", in Gillespie, Kate and Clement M. Henry (eds.), *Oil in the New World Order*, Gainesville, University of Florida Press, pp. 307-312.
- Pérez, Belén (1988): *Compilación histórico-legislativa sobre hidrocarburos 1829-1985*, Caracas, Ministerio de Energía y Minas, Dirección de Mercado Interno de los Productos Derivados de Hidrocarburos, 3 vols.

- Quirós, Alberto (2001): "Cuatro píldoras de un mismo frasco", *El Nacional*, septiembre 9, E-8.
- Randall, Laura (1987): *The Political Economy of Venezuelan Oil*, Nueva York, Praeger.
- Rangel, José Vicente (1994): "Los hechos y los días", *El Universal*, 28 de agosto, 1,12.
- Rodríguez, Mario (1994): "National Oil Companies: the View from Venezuela", in *Économies et sociétés*, 28, núm. 9, pp. 63-69.
- Sánchez Rodríguez, Rómulo Gabriel (1998): *The Internationalisation Process of a State-owned Enterprise: the Case of Petróleos de Venezuela (Pdvsa)*. Lancaster University, Ph.D. Thesis.
- Sorel, Georges (1976): *Reflexiones sobre la violencia*, Madrid, Alianza Editorial.
- Sosa Pietri, Andrés (1993): *Petróleo y poder*, Caracas, Planeta Venezolana.
- Stuckey, John (1983): *Vertical Integration and Joint Ventures in the Aluminum Industry*, Cambridge, Mass., Harvard University Press.
- Székely, Gabriel (1983): *La economía política del petróleo en México 1976-1982*, México, El Colegio de México.
- Tirole, Jean (1988): *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge, Mass., The MIT Press.
- Turchetti, Claudio (1999): *El informe Poseidón. Las intrigas del espionaje petrolero*, Caracas, Editorial Bonfanti C.A.
- Ventura Nicolás, Patricia (1998): "Activos externos elevan el valor del barril", *El Universal*, octubre 8.
- Williamson, Oliver (1989): *Las instituciones económicas del capitalismo*. México, Fondo de Cultura Económica.

Publicaciones estadísticas

American Petroleum Institute (API)

Imported Crude Oil & Petroleum Products, 1987-2000

US Department of Energy (DOE)

Company Level Imports, 1990-2000; *Petroleum Marketing Monthly*, 1990-2000;

Petroleum Supply Monthly, 1990-2000

Ministerio de Energía y Minas (MEM), República de Venezuela

Petróleo y otros datos estadísticos (PODE), 1976-1998

Petróleos de Venezuela S.A. (Pdvsa)

Annual Report, 1976-2000; *Anuario estadístico*, 1983-1998

Petróleos Mexicanos (Pemex)

Anuario estadístico, 1980-2001; *Memoria de labores*, 1976-2000

Formas del Securities Exchange Commission

Formas 10-K

Citgo Petroleum Corp., 1996-2000; PDV America Inc., 1994-2000

Formas 20-F

Pdvs Finance Ltd., 1998-2000; Petróleos de Venezuela S.A., 1993-2000; Petróleos Mexicanos, 1995-2000

Formas S-3

Citgo Petroleum Corp., 1996

Informes anuales de compañías

AB Nynäs Petroleum, 1980-2000; Amerada Hess Corporation, 1994-2000; Amoco Corporation, 1990-1997; Citgo Petroleum Corporation, 1986-1997; Lyondell Petrochemical Company, 1988-2000; Mobil Corporation, 1994-1998; Neste Öy (Fortum), 1990-2000; Petróleos de Venezuela S.A., 1976-2000; Petróleos Mexicanos, 1980-2000; Phillips Petroleum Company, 1997-2000; Ruhr Öl GmbH., 1990-1994; The Southland Corporation, 1984-1990; Tarmac Plc, 1990-1994; Union Pacific Corporation, 1983-1990; Unocal Corporation, 1984-1998; Veba Öl, 1979-2000

Prospectos para inversionistas en emisiones de bonos

Citgo Petroleum Corp., 1991; Hovensa, 1999; PDV America Inc., 1993; Pdvs Finance Ltd., 1997

Publicaciones periódicas

European Energy Report; Gaceta Oficial de la República de Venezuela; International Petroleum Finance; The Journal of Energy Literature; El Nacional (Caracas); National Petroleum News; National Petroleum News Fact Book; Oil Daily Energy Compass; Oil&Gas Journal; Oil&Gas Journal Data Book (OGJDB); Oxford Energy Forum; Platt's Oilgram News; Petróleos Informa; Petroleum Economist; Petroleum Intelligence Weekly; Der Spiegel; El Universal (Caracas); US Oil Week

Recursos sobre fiscalidad en internet

Finor Associates, Ltd. (<http://www.finor.com>)
LOWTAX.NET (<http://www.lowtax.net>)