

INFORME SOBRE
LAS IRREGULARIDADES DETECTADAS
POR EL MINISTERIO DE ENERGÍA
Y PETRÓLEO, COMETIDAS EN
LA FORMULACIÓN, CELEBRACIÓN
Y EJECUCIÓN DE LOS CONVENIOS
OPERATIVOS, ASOCIACIONES
ESTRATÉGICAS Y NEGOCIOS
DE INTERNACIONALIZACIÓN.

**INFORME SOBRE LAS IRREGULARIDADES DETECTADAS POR
EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO, COMETIDAS EN LA
FORMULACIÓN, CELEBRACIÓN Y EJECUCIÓN DE LOS CONVENIOS
OPERATIVOS, ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS Y NEGOCIOS DE
INTERNACIONALIZACIÓN.**

Aprobado por unanimidad por la Asamblea Nacional, en sesión celebrada el día jueves 11
de mayo de 2006.



ÍNDICE

Introducción	7
Denuncia del Ing. Rafael Ramírez, Ministro de Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA	11
Capítulo I Los Convenios Operativos: 1992-2005	17
Capítulo II La Internacionalización	39
Capítulo III Las Asociaciones Estratégicas	107
Conclusiones	111
Declaración de responsabilidad política	115





INTRODUCCIÓN:

La Asamblea Nacional, en Sesión Ordinaria del 10 de mayo de 2005, designó la Comisión Especial, la cual quedó integrada por los siguientes diputados y diputadas: Rodrigo Cabezas (Presidente), Wilfredo Febres (Vicepresidente), José Salamat Khan, Héctor Vargas, Desirée Santos Amaral, Ángel Rodríguez, Denis Peraza, Juan Carlos Dugarte, Virgilio Chávez, José Amado Poyo, César Pérez Vivas, Julio Montoya, Pedro Díaz Blum, Ramón José Medina, José Luis Farías, Ángel Emiro Vera y Elías Matz. Comisión que quedó formalmente instalada en reunión del 17-05-05, designando como Secretario al Coronel (Ej) Manuel Humberto Infante De La Cruz.

En reunión ordinaria celebrada el 24/05/05, la Comisión Especial aprobó el cronograma de comparecencias, presentado al efecto por el Presidente y Vicepresidente.

En reunión ordinaria del miércoles 25/05/05, la Comisión Especial recibió el informe del Ing. Rafael Ramírez, Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo, actividad desarrollada en el Salón Protocolar de la Asamblea Nacional.

En reunión ordinaria del 26/05/05, la Comisión Especial aprobó una reprogramación en el cronograma de comparecencias, el cual quedó previsto iniciarse el 31/05/05 con la interpelación del capitán José Gregorio Vielma Mora, Superintendente Nacional Aduanero y Tributario; para el día martes 01/06/05, a los ciudadanos Luis Giusti, Erwin Arrieta, Humberto Calderón Berti y Andrés Sosa Pietri; para el jueves 02/06/05, a los ciudadanos

Álvaro Silva Calderón, Gastón Parra Luzardo y Bernard Mommer; y para el miércoles 08/06/05, al ciudadano Alf Rodríguez Araque, como ex presidente de PDVSA.

En reunión ordinaria del 31/05/05, la Comisión Especial efectuó la interpelación del capitán José Gregorio Vielma Mora, Superintendente Nacional Aduanero y Tributario.

El 01/06/05, la Comisión Especial interpeló al ciudadano Andrés Sosa Pietri, no siendo posible hacerlo con el ciudadano Luis Giusti porque no se presentó a la Comisión. Y se recibió la excusa del ciudadano Humberto Calderón Berti, aprobándose una nueva convocatoria para el miércoles 08/06/05.

El 02/06/05 la Comisión interpeló a los ciudadanos Álvaro Silva Calderón, Gastón Parra Luzardo y Bernard Mommer.

El 08/06/05, se interpeló a los ciudadanos Erwin Arrieta y Humberto Calderón Berti a las 9:00 am. y al ex presidente de PDVSA Alf Rodríguez Araque a las 3:00 pm. Se dejó constancia de la carta dirigida al Presidente de la Comisión por el Sr. Luis Giusti, quien informó no poder asistir a la interpelación por estar residenciado en el exterior y por razones de trabajo se le hacía imposible venir a Venezuela.

El 17 de enero de 2006, mediante comunicación ANC N° 230, el Secretario de la Asamblea Nacional le informa al Diputado Rodrigo Cabezas que en sesión ordinaria del 12/01/06, la nueva Asamblea Nacional, electa para el período 2006-2011, designó una Comisión Especial con la finalidad de presentar el Informe Final sobre la denuncia formulada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo en relación con los Convenios Operativos, Asociaciones Estratégicas y Negocios de Internacionalización; quedando la misma integrada por los siguientes parlamentarios: Rodrigo Cabezas, Presidente; Ángel Rodríguez, Vicepresidente; José Salamat Khan, Desirée Santos Amaral, Denis Peraza, Juan Carlos Dugarte, Mario Isea Bohórquez, Lisandro Cabello, Imad Saab, Juan José Molina, Hugo Márquez y José Amado Poyo.

El 24 de enero de 2006 fue instalada la Comisión Especial en la Antesala de la Cámara de Diputados, a las 5:00 p.m., dándose lectura a la comunicación del Secretario de la Asamblea Nacional. De igual manera, a proposición del Presidente de la Comisión, fue ratificado el Coronel (Ej.) Manuel H. Infante como Secretario, y se acordó coordinar una reunión con el Ministro de Energía y Petróleo.

El 16 de febrero 2006 se llevó a efecto, en la Sede del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, una reunión de trabajo con la presencia del Ing. Rafael Ramírez, Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA y del Ing.

Bernard Mommer, Viceministro de Hidrocarburos, y, por la Comisión Especial, los señores parlamentarios integrantes de la misma y durante la cual se recibió información relacionada con la Apertura Petrolera y la Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas. Es oportuno destacar que a esta reunión asistió como invitada especial la diputada Nancy Pérez, Vicepresidenta de la Comisión Permanente de Energía y Minas de la Asamblea Nacional.



DENUNCIA DEL ING. RAFAEL RAMÍREZ, MINISTRO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA Y PETRÓLEO Y PRESIDENTE DE PDVSA.

El Sr. Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de Petróleos de Venezuela, Rafael Ramírez, presentó a la Asamblea Nacional en fecha 25/05/05, la denuncia de un conjunto de irregularidades formuladas en el marco de la Apertura Petrolera, adelantada por la antigua meritocracia de PDVSA y que, en general, se resume a continuación:

“La estrecha relación entre el petróleo y la política en Venezuela es un hecho harto conocido, así lo han demostrado, desde principios del siglo XX, la instalación de la feroz dictadura de Juan Vicente Gómez para dar paso al dominio y consolidación de la explotación petrolera en manos de las empresas transnacionales, el derrocamiento de Medina Angarita, luego de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de 1943, la dictadura de Marcos Pérez Jiménez, el período de la democracia representativa, la nacionalización de 1975, el derrumbe de la Cuarta República y el advenimiento de la Quinta. Aunque han transcurrido casi 100 años del inicio de la explotación comercial del petróleo en nuestro país, debemos afirmar que, en el presente, esta relación entre política y petróleo se ha hecho aún más estrecha. El golpe de Estado del 11 de abril de 2002 y el sabotaje petrolero que se inició en diciembre del mismo año, así lo testifican.

El mismo colapso de la Cuarta República y la profunda crisis en la que sumió al país, están íntimamente relacionadas con el petróleo. En efecto, con la Apertura Petrolera, en los años 90 se produjo un verdadero asalto al petróleo venezolano, un asalto coordinado por algunas instituciones internacionales de los países consumidores y las grandes transnacionales de siempre, quienes, en complicidad con la meritocracia petrolera, la oligarquía y sus representantes políticos, conspiraron contra el Estado venezolano, propiciando su desmoronamiento y la subsiguiente crisis económica y social para nuestro país.

Como se puede observar, no se trató de hechos aislados o fortuitos; por el contrario, se trató de una estrategia desplegada desde la nacionalización misma, orientada, en primera instancia, a la captura y control de PDVSA por el interés transnacional, a la minimización de la valoración de nuestro recurso, a la evasión del control por parte del Estado y sus instituciones, hasta la confrontación abierta y directa en contra de la nación y en contra del Estado venezolano.

Bien planificado y diseñado, por lo demás, a PDVSA se le asignó el papel de Caballo de Troya, un papel que una meritocracia transnacionalizada estaba más que dispuesta a asumir. Así, la esencia de la Apertura Petrolera puede resumirse en pocas palabras: La globalización del recurso natural. Éste ya no sería nacional sino que estaría a la libre disposición de los poderosos países consumidores presentándose como los dueños del Globo. Con la Apertura Petrolera el capital transnacional pretendía expropiarle al pueblo de Venezuela el manejo y uso soberano de nuestro principal recurso: el petróleo.

De allí el colapso del ingreso petrolero fiscal en los años 90. Fue este colapso el tiro de gracia a la Cuarta República. Malherida ya y en plena decadencia, PDVSA no concurrió a auxiliarla; todo lo contrario, presionaba para barrer con cualquier vestigio de control estatal sobre el petróleo, estaba preparada para entregar nuestros recursos energéticos al capital transnacional y ceder ella misma sus espacios de actuación por la vía de su privatización, todo ello en la vorágine del festín privatizador y globalizador que quisieron imponerle a nuestro país y que el pueblo de Venezuela supo detener, luego del Caracazo, las rebeliones militares de 1992, hasta la abrumadora victoria del Presidente Chávez en diciembre de 1998.

La vieja PDVSA, antes de ser antichavista, ya se resistía al control del Estado y aunque convivía con sus instituciones y mantenía alianza con sus partidos tradicionales, los despreciaba y propugnaba por desplazarlos. En realidad, la vieja PDVSA era esencialmente antinacional, y este hecho no era un secreto para nadie. El discurso globalizador y antinacional era un discurso público, con claras expresiones políticas y el origen de este discurso se encuentra en el mismo acto de nacionalización y creación de PDVSA.

El "asalto al petróleo venezolano" en los años 90 tuvo esencialmente tres líneas de ataque: (i) *La Internacionalización*, con sus raíces en los años 80; (ii) *los Convenios Operativos*; y (iii) *los Convenios de Asociación*. Cada una de estas vertientes apuntaba al mismo objetivo: Minimizar la remuneración que correspondía a la Nación como dueña del recurso natural. Se trataba, en consecuencia, de un desmontaje sistemático del régimen fiscal existente y de cada uno de sus componentes. Así, por ejemplo, con la Internacionalización, el componente crítico era el control fiscal sobre los precios de exportación; con los Convenios Operativos lo era el Impuesto sobre la Renta; y con los Convenios de Asociación, además del Impuesto sobre la Renta, el componente crítico era el Impuesto de Exportación, el así llamado "Valor Fiscal de Exportación" y, más específicamente, la regalía.

Todos estos ejemplos tratan acerca de una transferencia de ingresos cuyos beneficiarios inmediatos son los inversionistas respectivos. Empero, en cada uno de los ejemplos mencionados los beneficiarios son, en última instancia, los países consumidores. Obviamente, los descuentos en los precios de exportación constituyen, en lo inmediato, un subsidio a la refinación; éste, sin embargo, por medio de la competencia, tiende a traducirse en precios menores de los productos para los consumidores finales en el exterior. Asimismo, en los Convenios Operativos y de Asociación, las rebajas impositivas de toda índole tienden a estimular la producción y, en consecuencia, a alterar la relación entre la oferta y la demanda. En última instancia, las rebajas impositivas tienden a traducirse así en precios menores. Desde luego, éste iba a ser el caso sí -y sólo sí- el Estado venezolano no limitaba la competencia, por ejemplo por medio de cuotas de producción. Se entiende entonces porqué, simultáneamente con el régimen fiscal, también se fue desmontando el control estatal de producción. En otras palabras, la Apertura Petrolera de los años 90 fue concebida en función de los intereses de los países consumidores, y no de un país exportador como lo es Venezuela.

Como parte de la puesta en práctica de esta política antinacional, PDVSA iba a transformarse en el nuevo ente regulador, en sustitución del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. El Ministerio, históricamente había sido el asiento institucional de la propiedad nacional del recurso natural al cual no dejaba de calificar como un recurso natural agotable y no renovable. PDVSA, en cambio, dominada por una meritocracia transnacionalizada, como el eventual nuevo ente regulador, actuaría en función de los capitales y consumidores globalizados; así, no atribuiría importancia ni valor alguno al recurso natural. Ejemplo de ello se encuentra en la tesis sostenida por la meritocracia de que la Faja Petrolífera del Orinoco era infinita, de manera tal que, realmente, ni se justificaba cobrar una regalía por su explotación; y por el contrario, el capital era presentado como el verdadero recurso escaso. En conclusión, lo conveniente era privatizar la industria petrolera, además dentro de un escenario de precios bajos.

Esta política antinacional no puede sino calificarse de perversa. De hecho, sus mismos promotores jamás se atrevieron a defenderla públicamente y la envolvieron en una espesa cortina de humo. La Apertura Petrolera de los años 90 se presentó deliberadamente como una discusión excluyente de supuestos expertos altamente calificados y especializados, básicamente de juristas y economistas. Todos, directa o indirectamente, estaban al servicio de un sector petrolero dominado por esa meritocracia. Pero ninguna cortina de humo, por muy espesa que fuese, podría ocultar las consecuencias de esta política, a saber, el colapso del ingreso petrolero nacional y, por ende, el creciente empobrecimiento del pueblo venezolano.

De allí que esa política antinacional iba a la par con el tejer de una telaraña jurídica, contractual e institucional, para neutralizar, inmovilizar y despojar al pueblo venezolano, de manera irreversible, de su soberanía. En este empeño la meritocracia no conoció escrúpulo alguno. Sistemática y deliberadamente desinformó, engañó y mintió no sólo a la opinión pública nacional sino hasta al propio Congreso de la República. Todo ello ocurrió, desde luego, con la complicidad del corrompido liderazgo político de los partidos tradicionales. Pero, inevitablemente, el pueblo venezolano terminaría por reaccionar y por reclamar sus derechos soberanos como único dueño del recurso natural.

La política de *Plena Soberanía Petrolera* del Presidente Chávez consiste en derrotar y revertir la política antinacional de los años noventa, romper esa telaraña y construir un nuevo *Régimen Petrolero*. La *Plena Soberanía Petrolera* tiene así tres vertientes esenciales.

Primero, se trata del rescate pleno de la soberanía que se refiere esencialmente al recurso natural; y "rescate" es el término apropiado.

En efecto, la plena soberanía sobre el recurso natural se obtuvo con la Reforma Petrolera de 1943. Este éxito histórico fue posible por medio de una simple reforma, por contar el país con dos circunstancias extraordinariamente favorables: La debacle del imperialismo petrolero en México en 1938, y la importancia del petróleo venezolano para los Aliados en plena Segunda Guerra Mundial. Venezuela -cabe recordarlo- era entonces el mayor exportador de petróleo en el mundo.

Segundo, se trata de la nacionalización de la industria petrolera, que fue frustrada en su primer intento, no obstante las circunstancias también extraordinariamente favorables de los años 70, de aquellos años de la "Revolución de la OPEP". En 1943 el país era gobernado por el General Isaías Medina Angarita, un hombre de indudable vocación venezolanista; en cambio, en 1976 el país era gobernado por Carlos Andrés Pérez, un hombre carente de una visión nacional, al igual que todo el liderazgo político envejecido de Acción Democrática.

Tercero, se trata de la distribución popular de la renta petrolera. Al envejecido liderazgo de Acción Democrática se le había olvidado que, en su juventud, ésta había estado en el centro de su proyecto político, económico y social. Flaqueaba, ya en sus primeros años de gobierno, de 1945 a 1948, aunque sólo la abandonó definitivamente al volver a gobernar después de 1958. Luego, en pleno auge petrolero de los años 70, la distribución de la renta petrolera se hizo cada vez más antipopular. Ello no era muy visible al principio, pues mientras duraba el auge, todavía crecía, por ejemplo, el salario mínimo en términos absolutos. Pero a partir de 1983, con la caída del ingreso petrolero y, sobre todo, con la crisis cambiaria y la deuda externa, el empobrecimiento popular se hizo cada vez más evidente y dramático.

La política de *Pleno Soberanía Petrolera* del Presidente Chávez, en cambio, está concebida en función del bienestar del pueblo venezolano. No sólo se trata de reconstruir el régimen fiscal y de recuperar niveles razonables de la recaudación de la renta petrolera; también se trata de su distribución popular. De igual modo, luego de la derrota del sabotaje petrolero y de liberarse definitivamente a la empresa petrolera nacional del control meritocrático, la verdadera nacionalización de la industria petrolera se puso en plena marcha.

La nueva PDVSA es una compañía estrictamente operadora al servicio de la política petrolera nacional definida por los entes correspondientes: El Gobierno Nacional y, más específicamente, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Como operadora, además, ya no vive de espaldas al país, ni se limita a producir petróleo al igual que cualquier compañía privada sino que, de cara con el país, sirve de vehículo para llevar a cabo los más variados programas de desarrollo económico y social¹.





CAPÍTULO I

LOS Convenios Operativos: 1992-2005

En el artículo 1º de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (LOREICH), popularmente conocida como la “Ley de Nacionalización”, aprobada por el Congreso de la República en 1975, se establece en su primera parte que:

“Se reserva al Estado, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos; a la manufactura o refinación, transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio interior y exterior de las sustancias explotadas y refinadas, y a las obras que su manejo requiera, en los términos señalados por esta Ley;”

En el artículo 5º de la Ley, se estableció la posibilidad de que la empresa petrolera estatal celebrara Convenios Operativos con el sector privado, cuyo alcance era muy limitado:

“El Estado ejercerá las actividades señaladas en el artículo 1º de la presente Ley directamente por el Ejecutivo Nacional o por entes de su propiedad, pudiendo celebrar los Convenios Operativos necesarios para la mejor realización de sus funciones, sin que en ningún caso estas gestiones afecten la esencia misma de las actividades atribuidas.”

Sin embargo, la meritocracia se valdría de estas últimas líneas, tan claras como inermes e inocuas, para iniciar, en 1992, su política de privatización. En tres rondas de licitación (1992, 1993 y 1997) y mediante una adjudicación directa (1995), procedió a la cesión -el outsourcing- de la actividad reservada, por medio de una figura jurídica que se llamó arbitrariamente *Convenios Operativos*.

1.- Aspecto cualitativo

La ilegalidad de los supuestos *Convenios Operativos* se desprende precisamente de su carácter de cesión. Para convencerse de ello, basta recorrer el área de cualquiera de los 32 convenios existentes y firmados con el sector privado entre 1993 y 1997. Brilla allí, por su ausencia, PDVSA, mientras que las empresas privadas exploran y producen.

Para justificar en su momento ante la Comisión Permanente de Energía y Minas del Congreso Nacional la legalidad de esa política, los abogados de PDVSA, propios y contratados, alegaron básicamente dos argumentos. Uno, que el petróleo producido en ningún momento dejaría de pertenecer a la Nación. Al respecto, es importante acotar que la Ley de Nacionalización en su artículo 1° y hasta en su propio nombre oficial -Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de Hidrocarburos- no se refería a la propiedad del petróleo sino a la actividad productiva. Obviamente, la propiedad, en cuanto a la actividad, no es esencial. Por otra parte, en cuanto a la actividad, los abogados de PDVSA alegaban que ésta sería supervisada y controlada por PDVSA.

En realidad, la propiedad estatal del petróleo en cuanto a su esencia de recurso natural, así como la supervisión por parte del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo de las actividades productivas correspondientes, eran las características del régimen concesionario al cual se había puesto fin, precisamente, con la nacionalización.

Con la nacionalización, además de conservarse, desde luego, la propiedad del recurso natural y la supervisión de las actividades productivas por parte del Estado, éste se reservó también las actividades productivas relacionadas con el mencionado recurso. Sólo podrán ejercerse, por parte del sector privado, en asociación con la empresa del Estado y previa aprobación del Congreso de la República, tal y como se estableció inequívocamente en la segunda parte del artículo 5°:

"En casos especiales y cuando así convenga al interés público, el Ejecutivo Nacional o los referidos entes podrán, en el ejercicio de cualquiera de las señaladas actividades, celebrar convenios de asociación con entes privados, con una participación tal que garantice el

control por parte del Estado y con una duración determinada. Para la celebración de tales convenios se requerirá la previa autorización de las Cámaras en sesión conjunta, dentro de las condiciones que fijen, una vez que hayan sido debidamente informadas por el Ejecutivo Nacional de todas las circunstancias pertinentes.”

Pero la meritocracia se impuso, y la desnacionalización se inició con los Convenios Operativos.

2.- Aspecto cuantitativo

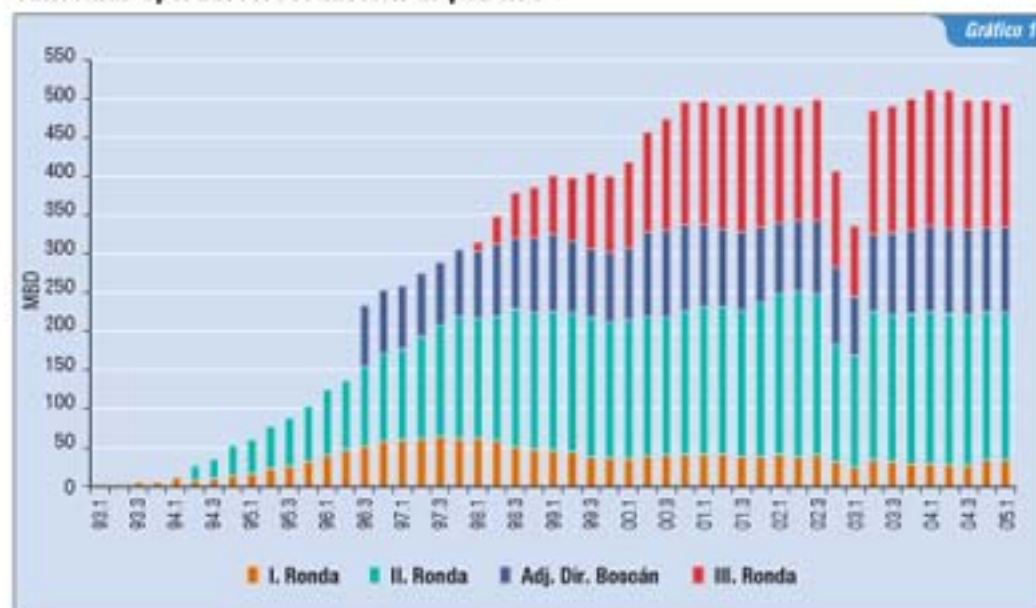
La Exposición de Motivos de la Ley de Nacionalización, al referirse a los Convenios Operativos previstos en el artículo 5°, precisó que:

“...debe quedar muy claro que en ningún caso estas gestiones deberán afectar la esencia misma de las actividades atribuidas. No se excluye así, la celebración de convenios o contratos con empresas privadas para la ejecución de determinadas obras o servicios por los cuales estas últimas recibirían el pago en dinero o en especie, sin que en este último caso se pueda comprometer un porcentaje fijo de la producción de un determinado campo o la entrega de una cantidad substancial del petróleo que desdibuje la figura del simple contrato de servicio u operación.”

Obviamente, se trataba, aquí, de aclarar que los verdaderos Convenios Operativos, en todo caso, tampoco podían llegar a tener una importancia económica significativa dentro de las actividades reservadas. De allí que al iniciarse esta política de cesión de la actividad productiva, la meritocracia le restó importancia al presentarse como un programa de reactivación de yacimientos marginales, abandonados o inactivos. La verdad era otra. Los 32 Convenios Operativos están produciendo, en la actualidad, unos 500 MBD (Gráfico 1). Además, obsérvese que uno de los Convenios Operativos -Convenio Boscón- otorgado por adjudicación directa por Maraven a ChevronTexaco en 1995, estaba produciendo en el momento de entregarse, unos 80 mil barriles diarios: Difícilmente podría calificarse como un campo marginal abandonado, inactivo o incluso activo.

Por otra parte, la remuneración por los “servicios” prestados iba a variar directamente con el precio del petróleo producido y, más aún, tal remuneración representó, en el promedio sobre los 32 convenios y durante el período en consideración, el 55% del valor bruto de la producción (Gráficos 2, 3 y 4); y téngase presente que esta remuneración es neta de la regalía que paga PDVSA, y no las contratistas.

Convenios Operativos: Producción de petróleo



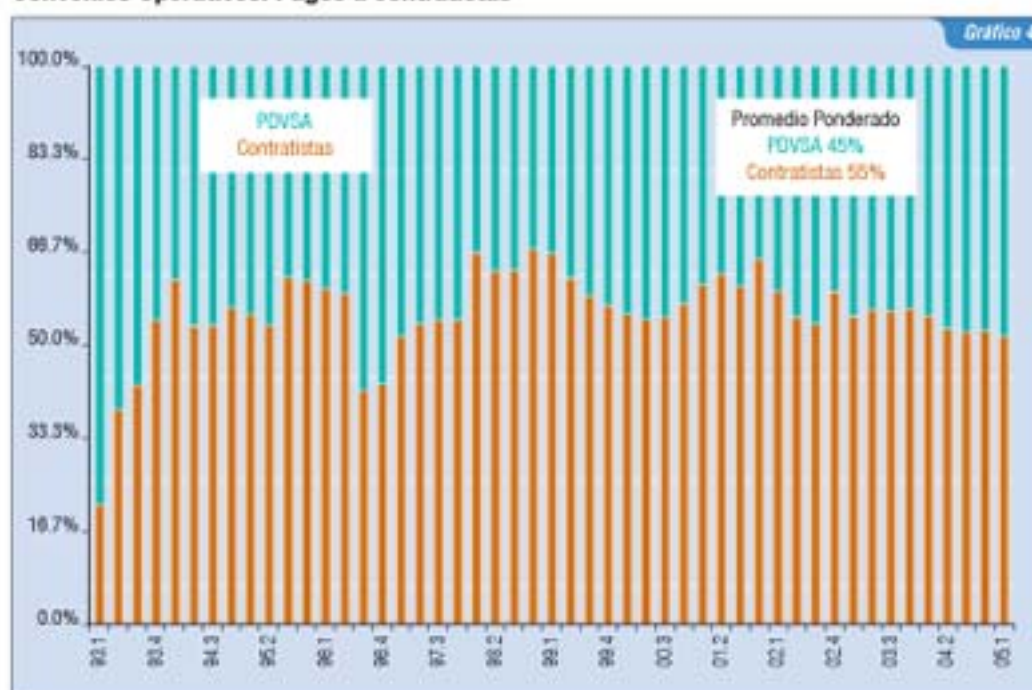
Convenios Operativos: Precios del barril de petróleo



Convenios Operativos: Pagos a contratistas



Convenios Operativos: Pagos a contratistas



De manera tal que los Convenios Operativos son ilegales, también por su importancia económica. Pues las contratistas reciben una remuneración que representa, como veremos, no sólo en promedio sino en todos los casos, un porcentaje muy significativo del valor bruto de la producción; en lo esencial, su remuneración varía en función de los volúmenes producidos y los precios de mercado. Con ello, sin lugar a dudas, de por sí se “desdibuja la figura del simple contrato de servicio u operación”. Por lo demás, la duración de los mismos era de 20 años.

3.- La Primera Ronda: 1992-1993

La Primera Ronda abarcó tres Convenios Operativos, los cuales producían unos 30 mil barriles diarios. Las contratistas se obligaron a cumplir con un programa mínimo de inversión. Se les iba a remunerar fundamentalmente por dos conceptos: Un estipendio operativo (*OpFee*) que llevaba implícito la ganancia -su nivel inicial se determinó por licitación- y Un estipendio de capital (*CapFee*) para recuperar en el tiempo el capital invertido. Pero la suma de los dos se sujetó a un estipendio máximo total (*MTF: Maximum Total Fee*), de manera que en ciertas circunstancias la recuperación del capital podría postergarse en el tiempo y, entonces, se pagaría en lo sucesivo, y mientras que fuera pertinente, los intereses correspondientes.

Esta estructura, a primera vista compleja, estaba concebida para simular la existencia de un Convenio Operativo. En realidad, a la larga lo único importante era el MTF, pues las contratistas iban a invertir en función del mismo, lo que, por lo demás, era perfectamente previsible. El MTF, a su vez, estaba indexado de acuerdo con una cesta de crudos y productos que representaría, supuestamente, el valor del crudo producido. En consecuencia, a la larga, las contratistas iban a cobrar, simple y llanamente, un porcentaje del precio correspondiente. Así, el Convenio Operativo Guárico Oriental (*Teikoku*) iba a cobrar el 70% del supuesto valor de la producción, y Monagas Sur (*Harvest-Vincler*) y Pedernales (*Perenco*) iban a cobrar el 54%.

Sin embargo, la cesta es la misma en los tres contratos y se concibió en función de un crudo liviano. Pero, de hecho, solamente el Convenio Guárico Oriental (contrato otorgado por Corpoven, el cual fue el primero en activarse) produce crudo liviano, mientras que los otros dos (ambos otorgados por Lagoven) producen crudo pesado, de un valor de mercado mucho menor. En consecuencia, las remuneraciones en estos dos casos no representaron, en realidad, el 54% del verdadero valor de mercado, sino porcentajes mucho mayores, al extremo que, en cuatro oportunidades, en el Convenio Monagas Sur las remuneraciones a la contratista superaron el 100% del valor de los hidrocarburos

producidos; lo mismo ocurrió en dos oportunidades en el caso del Convenio Pedemales. En definitiva, las remuneraciones a las tres contratistas promediaron 77% del valor de la producción (Gráficos 5 y 6).

Pero téngase presente que desde el 1° de enero de 2005, mediante un Instructivo fechado el 12 de abril de 2005, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo impuso como límite a los pagos en cada uno de los Convenios Operativos, el 66 2/3% de su valor de mercado. De manera que PDVSA ya no sufrirá pérdidas en ningún caso, además de disponer del margen necesario para pagar la regalía a la tasa vigente de 30% y para cubrir los gastos administrativos de los convenios, estimados prudentemente en un 3 1/3%.

Arbitraje nacional

A lo largo de la historia petrolera venezolana, en la legislación que rige la materia siempre se estableció que cualquier disputa se resolvería ante las cortes nacionales, trátese del Estado mismo o de la Corporación Venezolana de Petróleo. PDVSA, sin embargo, aceptó que los Convenios Operativos de la Primera Ronda resolvieran cualquier disputa mediante arbitraje conforme a las reglas del Código de Procedimiento Civil venezolano, el cual tendría lugar en Caracas.

4.- La Segunda Ronda: 1993-1995

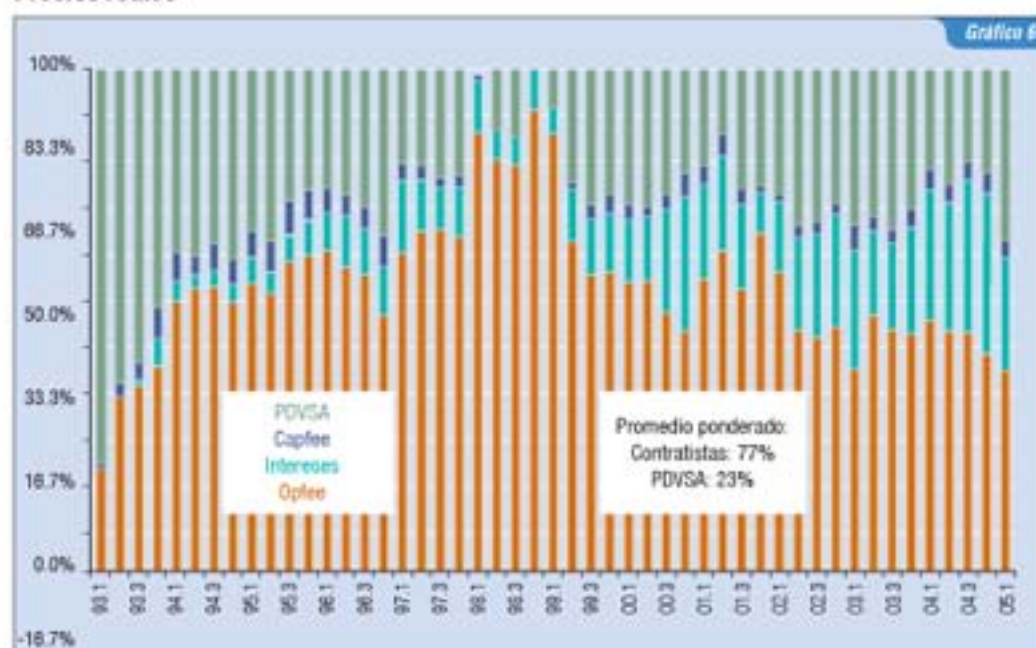
La Segunda Ronda se conforma de once Convenios Operativos, los cuales producen actualmente unos 200 mil barriles diarios. La remuneración a las contratistas promedió 59% (Gráficos 7 y 8). Los precios contractuales, en este caso, se determinan por tres fórmulas distintas, para crudo liviano, mediano y pesado, respectivamente.

Al igual que en la Primera Ronda, las contratistas se obligaron a cumplir con un programa mínimo de inversión, y el parámetro de licitación fue el *estpendio operativo* (OpFee). Pero, adicionalmente, en la Segunda Ronda varios de los convenios establecen uno o dos "incentivos", porcentajes fijos del valor del barril, que se empiezan a pagar al alcanzar la producción acumulada un determinado nivel (Se trata de una verdadera innovación! Tradicionalmente, por más de 145 años de producción petrolera, en el mundo entero se ha podido observar la práctica de que en los contratos petroleros se estipulaba el pago de bonos al alcanzar la producción acumulada ciertos niveles. Estos bonos, invariablemente, los pagaba el productor al dueño del recurso natural, puesto que la producción acumulada confirmaba la excepcional riqueza de sus yacimientos. La meritocracia, en cambio, argüía al revés: La producción acumulada reflejaría la excepcional destreza de la contratista la que, en consecuencia, bien merecía una recompensa especial.

I Ronda: Pagos a contratistas
Precios reales



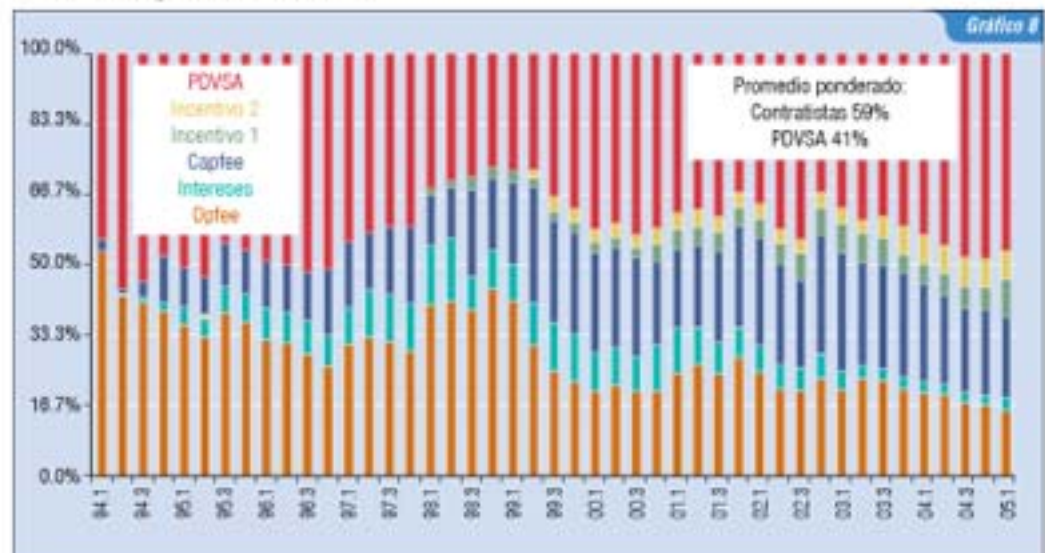
I Ronda: Pagos a contratistas
Precios reales



I Ronda: Pagos a contratistas Precios reales



II Ronda: Pagos a contratistas



Peor aún, estos incentivos no están limitados siquiera por el *estipendio máximo total (MTF)*, con consecuencias a veces sorprendentes. En particular, hay dos convenios que merecen ser destacados: El Convenio Oritupano Leona (Petrobras; originalmente Pérez Companc) y el Convenio Urdaneta Oeste (Shell). Ambos son de importancia excepcional, pues producen alrededor de 50 mil barriles diarios cada uno.

En el Convenio Oritupano Leona el *estipendio máximo total (MTF)* se fijó inicialmente en 10,00 dólares por barril, pero resulta que el precio en el trimestre base era tan sólo 6,80 dólares por barril. De manera que, en este caso, el MTF representa el 137% ($= 10,00/6,80$) del valor del barril producido. Y, en efecto, durante un año y medio, desde el primer trimestre de 1998 al segundo trimestre de 1999 -un período de precios bajos- PDVSA llegó a pagar a la contratista por sus "servicios" el 117% del valor del crudo. Más aún, PDVSA acordó con la contratista un incentivo de 2,80 dólares por barril igualmente indexado y, en consecuencia, equivalente al 38% ($2,80/6,80$) del precio. Este incentivo se activó durante el primer trimestre de 2005 al alcanzar la producción acumulada 155 millones de barriles. De manera que la remuneración total, para el primer trimestre de este año, se hubiera incrementado al 86% del valor de los hidrocarburos producidos, si no fuera por la limitación de 66 2/3% impuesta por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. De hecho, tal como estaba concebido este convenio, la remuneración a la contratista, en un escenario de precios bajos, hubiera podido llegar al 175% del valor de la producción.

En el Convenio Operativo Urdaneta Oeste el problema consiste en la interpretación del contrato por parte de la Contratista, PDVSA y el MENPET. La Contratista sostiene una interpretación según la cual el MTF, inicialmente de 7,00 dólares por barril, se ajusta sobre la base del primer trimestre de 1994 cuando el precio era de 10,30 dólares por barril; en cambio, PDVSA y el MENPET sostienen, de acuerdo con el contrato, el trimestre base es el último de 1992 cuando el precio era 14,79 dólares por barril. En consecuencia, la Contratista ha venido facturando, y PDVSA ha venido pagando, hasta el 68% ($= 7/10,3$) del valor bruto de la producción; y es este el porcentaje que la contratista cobró, efectivamente, durante 25 trimestres (desde 1996 y hasta el primer trimestre de 2001).

En cambio, de acuerdo con la posición actual de PDVSA y el MENPET, sólo hubiera debido aceptarse hasta un 47,3% ($= 7/14,79$), porcentaje éste que la contratista ha superado siempre. Mas, en el segundo trimestre de 2002, al llegar la producción acumulada a 90 millones de barriles, se activó un primer incentivo de 2,00 dólares por barril el cual, según la contratista, también estaría indexado de manera de representar, adicionalmente, otro 19,4% ($= 2/10,3$).

Luego, en el tercer trimestre de 2003 se activó un segundo incentivo al llegar la producción acumulada a 110 millones de barriles, de 3,25 dólares por barril, el cual, siempre, según la

contratista, estaría indexado de la misma manera y representaría entonces, adicionalmente, otro 31,6% ($= 3,25/10,3$). De manera que según la interpretación de la contratista, ésta puede llegar a cobrar hasta 118,9% ($= 68\% + 19,4\% + 31,6\%$) del valor bruto de la producción, posibilidad ésta que se haría realidad en un escenario de precios bajos. PDVSA y el MENPET, sin embargo, difieren de la interpretación de la contratista, también en cuanto a los incentivos. Sostienen, primero, que no suman -es decir, el segundo incentivo no viene a sumarse al primero sino que lo sustituye- y segundo, con respecto a su indexación; ésta se basaría en el trimestre de su activación, cuando los precios ya eran más altos.

En la práctica, el segundo incentivo sólo representaría entonces 13,6% del precio y, en consecuencia, la contratista sólo podría facturar, desde el tercer trimestre de 2003, hasta un máximo de 60,9% ($= 47,3\% + 13,6\%$) del valor bruto de la producción. Es así que, en resumen, la contratista sostiene que tiene un reclamo en contra de PDVSA, para el 31 de diciembre de 2004, de unos 310 millones de dólares; en cambio, PDVSA y el MENPET sostienen que, al revés y para la misma fecha, la contratista le debe a PDVSA unos 150 millones de dólares por haber sido pagado en exceso en el pasado.

Arbitraje Nacional, Reglas Internacionales

En los Convenios Operativos de la Segunda Ronda PDVSA aceptó que se resolviera cualquier disputa mediante arbitraje que tendría lugar, todavía, en Caracas, pero ahora conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional.

5.- Convenio Boscán: 1995

Este Convenio Operativo se destaca, en primer lugar y como ya se señaló, por el hecho de que en el momento de firmarse en 1995 estaba produciendo unos 80 mil barriles diarios, de manera que el Convenio Boscán difícilmente podía presentarse como un campo marginal. La *Apertura Petrolera* estaba avanzando a pasos acelerados y sus promotores ya no sentían la necesidad de aparentar. En la actualidad produce unos 110 mil barriles diarios, lo que lo convierte, con creces, en el convenio operativo más importante de todos. En segundo lugar, este convenio se entregó por adjudicación directa, sin pago alguno de un bono o algo por el estilo a favor de la República. La contratista sólo se comprometió con un programa mínimo de inversión de 246,5 millones de dólares, de tres años de duración.

En tercer lugar, tiene una estructura contractual diferente, y muy peculiar. El estipendio operativo sólo refleja los costos reales. Junto con los intereses y el estipendio de capital, el estipendio máximo total quedó en 57,3% del precio de la cesta contractual. En cambio se

fijó ahora, por separado, un "incentivo" -es decir, una ganancia- por barril de 0,35 dólares para el primer año de operaciones; de 0,50 dólares para el segundo; de 0,75 dólares para el tercero; y finalmente de 1,32 dólares *indexado* para el resto del tiempo de vigencia del contrato. El resultado práctico es, sencillamente, que la ganancia siempre representa desde entonces un 16,5% de la cesta contractual. Junto con el estipendio máximo total, ésta podría sumar, en un escenario de precios bajos, hasta el 74,8% del valor del crudo producido.

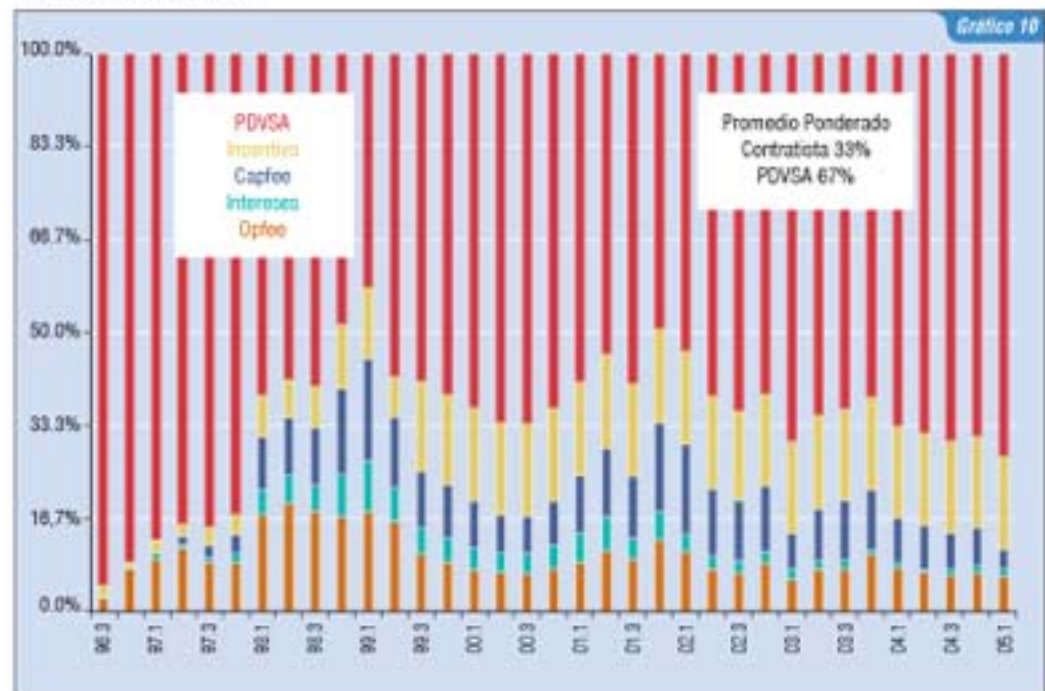
No obstante, en la práctica la contratista sólo ha recibido, en el promedio, un estipendio total que representa el 33% del precio (Gráfico 9 y 10). En retrospectiva, es éste el convenio menos perjudicioso para PDVSA y, por ende, para la Nación. Pero las cosas lucen muy diferentes para el futuro, pues es éste el único convenio operativo en el cual se prevé que la contratista -pero recuérdese que el MENPET sostiene que éste, como todos los demás Convenios Operativos son ilegales- recupere, durante los últimos diez años de la duración del convenio, el 100% del capital invertido, independientemente del MTF y,

Adjudicación directa Convenio Operativo Boscán Pagos a contratistas



por supuesto, del "incentivo". Así, inevitablemente, los últimos años del convenio PDVSA reflejarán pérdidas muy significativas. En definitiva, en este convenio, por voluntad de la meritocracia, estaba previsto que PDVSA asumiera absolutamente todos los riesgos, y la contratista absolutamente ninguno. Este contrato no puede calificarse sino de leonino.

Adjudicación directa Convenio Operativo Boscán Pagos a contratistas



Arbitraje Nacional, Reglas Internacionales

Este Convenio Operativo, en cuanto al arbitraje, siguió las pautas establecidas por la Segunda Ronda.

6.- La Tercera Ronda: 1997

Los 17 Convenios Operativos que conforman la Tercera Ronda producen unos 170 mil barriles diarios. Se trataba ahora de campos "marginales" activos produciendo, en total, unos 50 mil barriles diarios al momento de entregarse. En principio, también iban a durar veinte años. Sin embargo, se les entregó, además, áreas nuevas para fines de su exploración, por un período hasta de siete años y luego, en caso de éxito, las contratistas podrían conservarlas por otros veinte años más.

La estructura de remuneración se revisó radicalmente. Se pagaría un estipendio base que reflejaría simplemente los costos operativos reales de la producción base. Ésta estaba definida por la producción previamente existente, la cual se iba a reducir en el tiempo, de acuerdo a cierto porcentaje representando el agotamiento natural de los pozos, en el supuesto que no hubiera inversión nueva alguna. Además, se pagaría un estipendio

incremental por la producción por encima de la producción base, resultado de nuevas inversiones efectuadas por las contratistas. Éste tiene dos componentes: Uno, los costos reales incurridos y, dos, un porcentaje de la producción incremental relacionado con la rentabilidad de la inversión. Sin embargo -hecho notable que se explicará más adelante- antes de calcularse este porcentaje, a la producción incremental se le resta la regalía a la tasa establecida por la legislación vigente (además de un muy pequeño porcentaje por concepto de costos administrativos de PDVSA).

El resultado era entonces simplemente el siguiente: La contratista se le remuneraba, como mínimo, con el valor del 30% de la producción incremental y, como máximo, con el valor del 83,33% de esta producción. El porcentaje variaría en función de la rentabilidad de la inversión. Empero, con el incremento de la tasa aplicable de la regalía con la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, de 16,67% al 30%, el porcentaje en cuestión sólo variaría, desde entonces, entre 30% y 70%; el impacto real puede observarse en las Gráficas 11 y 12. En la práctica, el promedio histórico ha sido 55%, a favor de las contratistas (porcentaje éste que incluye la producción base, cada día menos importante).

III. Ronda Convenios Operativos Pagos a contratistas



III. Ronda Convenios Operativos

Pagos a contratistas



calcular la rentabilidad del inversionista por parte de PDVSA. Así la situación, en realidad y sin hacer ajuste alguno por concepto de intereses, de los ingresos brutos a PDVSA le correspondió el 71%, y a las contratistas el 29%.

En consecuencia, en retrospectiva, los convenios de la Tercera Ronda fueron mucho menos dañinos para PDVSA que el convenio operativo Boscán, pues en este último caso se entregó gratis, por adjudicación directa, un activo de gran valor. Las expectativas también son más favorables. Obviamente, la dinámica llevará a las contratistas a una estrategia de inversión y producción que tiende a incrementar su remuneración hasta el límite contractualmente establecido, el cual toma en cuenta la regalía. En cambio, en el caso Boscán, PDVSA, inevitablemente, habría sufrido pérdidas sustanciales durante los últimos años del convenio, si no hubiera sido por el Instructivo del MENPET que limitó los pagos al 66 2/3%.

Arbitraje internacional

En los Convenios Operativos de la Tercera Ronda PDVSA aceptó que se resolviera cualquier disputa mediante arbitraje que tendría lugar, ahora sí, en Nueva York, conforme a las reglas de la Cámara de Comercio Internacional. PDVSA también aceptó ahora, explícitamente, renunciar para siempre, a sus privilegios como compañía del Estado. Además, aceptó que ya no tendría la última palabra en cuanto a los programas de exploración y explotación que pudieran presentar las contratistas. En caso de diferencias, se recurriría a un experto "independiente". - Los Convenios Operativos, ilegales desde el principio, de la Primera a la Tercera Ronda, pasando por una adjudicación directa, se hicieron cada vez más ilegales.

7.- El régimen fiscal

Hasta ahora sólo se ha considerado el reparto del producto entre PDVSA y los contratistas. Falta por considerar el impacto de los Convenios Operativos sobre el ingreso fiscal, a través de la regalía y el Impuesto sobre la Renta.

La Regalía

Formalmente, en los Convenios Operativos la regalía la pagaba PDVSA. Sin embargo, cuando a PDVSA le quedaba un margen menor a la tasa de regalía usual establecida por la Ley correspondiente, obviamente se trataba solamente de un pago formal, pues este hecho afectaba directa y negativamente, tanto al impuesto sobre la renta como a las ganancias de la empresa del Estado.

Elo ocurrió, como ya se señaló, en la Primera Ronda, donde en dos de los tres Convenios Operativos que la conforman, PDVSA llegó ocasionalmente hasta el extremo de incurrir en pérdidas, incluso antes de pagar la regalía. Por cierto, en cuanto a la Primera Ronda, PDVSA y el entonces Ministerio de Energía y Minas acordaron en la trastienda, una tasa de regalía de uno por ciento con el argumento de tratarse de campos abandonados o inactivos. Típicamente, se estableció así el precedente de que la ganancia tendría prioridad sobre la regalía. Ello, posiblemente, puede ser un punto de vista válido en un país consumidor, pero no en un país exportador. Para éste, cada barril tiene que generar no sólo una ganancia para el inversionista, sino también una justa remuneración para el dueño del recurso natural. Si no puede cumplirse con los dos criterios a la vez, lo conveniente es que el barril se guarde -gratuitamente, por cierto- bajo tierra. Al fin y al cabo, se trata de un recurso natural agotable y, más aún, no renovable.

Luego, en la Segunda Ronda, por tratarse de campos inactivos, mas no abandonados, sí se mantuvo la tasa de regalía usual de entonces, de un 16 2/3%. Sin embargo, en seis de los once Convenios Operativos de esta ronda se incorporaron incentivos los cuales se iban a activar al alcanzar la producción acumulada ciertos niveles. Se incorporó así, un mecanismo que iba a conspirar en el tiempo, en contra de la tasa de regalía existente. En efecto, PDVSA ya estaba preparando, desde 1996, un nuevo arreglo a trastienda con el entonces Ministerio de Energía y Minas para reducir generalmente la tasa usual de regalía a cinco por ciento (la cual, desde luego, seguiría siendo flexible hacia abajo). Ello explica, por lo demás, el hecho realmente curioso de que en la Tercera Ronda, la regalía se deduce a la tasa legal vigente -y no a una tasa contractualmente acordada- de los estipendios por pagar. La expectativa de entonces era que la tasa legal iba a bajar.

Con el gobierno del Presidente Chávez se inició el movimiento contrario que consiste en el rescate de la regalía, el rescate de esta renta minera emblemática. Primero, con la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de 2000, se aumentó la tasa de regalía usual de la Ley de Hidrocarburos de 1943, de 16 2/3%, a 20% como mínimo, sin flexibilidad hacia abajo. (En posteriores rondas de licitación de licencias de gas no asociado, se utilizó a la regalía como parámetros de licitación y las tasas ofertadas han llegado hasta 32,5%). En 2001, en la nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Líquidos se mantiene ese mínimo de 20%, pero la tasa usual se elevó a 30%. Esta tasa se aplicó, a partir de 2002, a PDVSA y, por ende, a los Convenios Operativos de la Tercera Ronda. Pero no afectó a las dos primeras rondas. PDVSA ha sufrido o estaba sufriendo pérdidas, por lo menos circunstancialmente, en ocho de los catorce contratos que las conforman. De allí la decisión del Ejecutivo Nacional de limitar, en todos los casos, los pagos al 2/3 del valor de los hidrocarburos producidos. No es admisible que lo que constituye, supuestamente, simples convenios de servicios operativos, lleguen al extremo de causar pérdidas a PDVSA. En este caso, también jurídicamente, es procedente una revisión unilateral de los contratos, tal como ha sido recientemente ordenado por el MENPET. Pues cabe recordar que los Convenios Operativos son ilegales, no sólo por tratarse de una cesión de la actividad reservada, sino también por la importancia de las remuneraciones que reciben las contratistas, esencialmente en función de los volúmenes y de los precios, con lo que, sin lugar a dudas, de por sí “desdibuja la figura del simple contrato de servicio u operación”.

En la práctica, en el primer trimestre de 2005, la “Regla de 2/3” se aplicó a doce de los 32 contratos y se redujeron los pagos a las contratistas en 30 millones de dólares; éstos se hubieran traducido en pérdidas netas para PDVSA y, por ende, para la Nación.

El Impuesto sobre la Renta

En cuanto al Impuesto sobre la Renta, el primer hecho a resaltar es que, a la par de que los Convenios Operativos simulaban ser simples contratos de servicios y no productores de petróleo frente a la Ley de Nacionalización, también pretendieron ser simples contratos de servicios frente a la Ley de Impuesto sobre la Renta. La meritocracia, también en este aspecto, se impuso. De la misma manera como había venido dismantelando al MENPET, también había venido dismantelando las estructuras de control sobre el impuesto sobre la renta. En particular, en 1986 se eliminó la “Comisión de Enlace entre el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Energía y Minas” que venía funcionando desde la época de las concesiones. Luego, al crearse en 1994, la nueva autoridad en la materia, el Seniat, en sustitución a la Dirección General de Rentas del Ministerio de Hacienda, la meritocracia impidió activamente que ésta tuviera una Dirección de Petróleo. En consecuencia, los Convenios Operativos se fiscalizaron regionalmente de acuerdo a las sedes legales de las compañías.

Las pérdidas que sufrió el Fisco Nacional fueron entonces dos: Primero, una porción muy importante de las ganancias pasaron de la tasa petrolera a la tasa no petrolera, es decir, de 67,7% (desde 2002: 50%) a 34%. Segundo, más importante aún, por la falta total de control centralizado, muchas contratistas simplemente presentaron año tras año pérdidas fiscales, y evadieron el pago del impuesto sobre la renta por completo, sin que ello llamara la atención a nadie en el Seniat.

La situación sólo cambió una vez derrotada definitivamente la meritocracia luego del Sabotaje Petrolero. En junio de 2003 se creó por Decreto Presidencial una "Comisión Interministerial para la Supervisión del Régimen Fiscal Petrolero", presidido por el MENPET y con la participación de representantes del Ministerio de Finanzas, el BCV y el Seniat. Luego, en septiembre de 2004, el Seniat creó una "División de Fiscalización de Minas e Hidrocarburos". Esta División, al revisar la situación, llegó a la conclusión, obvia por lo demás, de que, desde el punto de vista de la Ley de Impuesto sobre la Renta, las contratistas eran productoras de petróleo. En efecto, sus ingresos varían esencialmente con los volúmenes y precios, es decir, en función de la producción de petróleo. Por lo tanto, la tasa aplicable no era la tasa no petrolera sino la tasa petrolera, y ésta ya se está aplicando en estos momentos a todos los períodos fiscales todavía abiertos, es decir, de 2001 al presente. En 2001, la tasa petrolera estaba todavía en 67,7%; desde 2002, ésta está en 50%. De por sí se trata de un reclamo fiscal muy cuantioso, sin contar con la posibilidad de multas, igualmente significativas, por evasión sistemática de las obligaciones con el Fisco Nacional. Pero nunca se recuperarán las pérdidas fiscales sufridas desde 1993 a 2000. Corresponderá al mismo Seniat informar a la Comisión Especial de los resultados obtenidos en la revisión de cada una de las compañías involucradas en los Convenios Operativos para el período 2001-2004, así como estimar las pérdidas que sufrió el fisco nacional durante el período 1993-2000.

8.- Conclusiones:

En síntesis, los Convenios Operativos eran parte de una estrategia antinacional que consistió, por una parte, en privatizar la industria petrolera y, por la otra, en desnacionalizar y globalizar el recurso natural y por ende, negar al pueblo venezolano como dueño del recurso natural, la remuneración que le corresponde por concepto de regalía e impuesto sobre la Renta.

Los Convenios Operativos, tal y como se instrumentaron, eran ilegales, por lo demás, tanto por su característica de representar una cesión de la actividad reservada como por la importancia cuantitativa de los pagos acordados, básicamente en función de los volúmenes y de los precios.

Así lo declara la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela.

Quizás en este contexto es conveniente citar lo que en un Glosario preparado por la *Society of Petroleum Engineers*, el *World Petroleum Council* y la *American Association of Petroleum Geologists* se define como *“pure service contract”*:

“Un contrato puro de servicios es un acuerdo entre un contratista y un gobierno que típicamente cubre un servicio técnico definido que tiene que prestarse por un tiempo determinado o completarse en un plazo específico. La inversión del contratista está típicamente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal usados para prestar el servicio. En la mayoría de los casos el reembolso a la empresa de servicios se establece en el contrato, sin que éste tenga vínculos significativos con el desempeño del proyecto o factores de mercado. El pago por servicios está normalmente basado en tarifas diarias o por hora, un monto fijo por entrega llave en mano, u otro monto específico. Los pagos pueden ser efectuados periódicamente o cuando se complete el servicio. Los pagos en algunos casos pueden estar ligados a la operación del campo, la reducción de costos operativos o a otros parámetros relevantes. Los riesgos del contratista en este tipo de contrato están usualmente limitados a sobrecostos no recuperables, pérdidas derivadas del incumplimiento del contrato por el cliente o por el contratista, o disputas contractuales. “Estos acuerdos generalmente no tienen exposición al volumen de la producción ni a su precio de mercado, y en consecuencia usualmente no se reconocen reservas conforme a los mismos.” (http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,1104_3306579,00.html)

Esta cita habla por sí solo. Pero cabe señalar otro detalle revelador: Muchas contratistas registraron las reservas que se encuentran en las áreas correspondientes ante la *Securities and Exchange Commission* en los EEUU.

Los Convenios Operativos son, definitivamente, ilegales. El capital privado sólo podía participar en las actividades reservadas, legalmente, en asociación con una empresa del Estado, y previa aprobación del Congreso de la República. En el presente esta participación requiere del cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, es decir, de que se constituya una empresa mixta, operadora, con participación accionaria mayoritaria de la empresa del Estado, además de mantenerse el requisito de la autorización previa por la Asamblea Nacional.

De allí que el MENPET, en el Instructivo ya citado -actuando con prudencia y moderación- tomó la decisión de conceder un plazo de seis meses a las contratistas para que migren hacia el esquema establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, es decir, que se ajusten así a la Ley. En este sentido, se le propuso a las contratistas firmar Convenios Transitorios por medio de los cuales aceptan tanto la “Regla de 2/3”, así como la obligación

de migrar: Hasta el 15 de agosto de 2005, de las 22 compañías que participan en los Convenios Operativos, han firmado ocho: Repsol, CNPC, Harvest, Hocol, Vincler Oil & Gas, Inemaka, Suelopetrol y Open; otras están por firmar. Con estas compañías, ya se iniciaron las conversaciones y negociaciones correspondientes. En cada caso, al concluirse exitosamente las conversaciones y negociaciones correspondientes, el Ejecutivo Nacional debe enviar a la Asamblea Nacional la documentación completa requerida por la Ley, para solicitar la aprobación del resultado obtenido.

Al conducir el proceso de migración quedará atrás, definitivamente, uno de los capítulos más vergonzosos de la historia petrolera nacional. La Asamblea Nacional respalda plenamente la actuación del MENPET, que ha procedido con cautela y criterios de equidad, para que la migración se produzca sobre la base de un entendimiento con las compañías, tal como ocurrió con la Reforma Petrolera de 1943.

La Asamblea Nacional, dada la experiencia vivida en nuestra actividad petrolera con los Convenios Operativos que generaron cuantiosas pérdidas fiscales y disminución de soberanía, al advenir en concesiones disfrazadas que ejercieron derecho sobre volúmenes importantes de crudo, estima conveniente trabajar urgentemente en la elaboración y aprobación de un instrumento legal, que ponga fin a la figura de los Convenios Operativos.

En lo económico, el beneficio inmediato será un aumento en la recaudación fiscal, además de los dividendos. La estructura de las nuevas empresas mixtas, como empresas para un solo propósito, facilitará su fiscalización. En lo jurídico, cumpliendo con la Ley que rige la materia, es la misma empresa mixta la que operará. Es decir, no se permitirá que bajo el manto de la empresa mixta vuelva a surgir algo parecido a los Convenios Operativos del pasado. Las compañías privadas, por su parte, se beneficiarán de una mayor seguridad jurídica con la aprobación de las empresas mixtas por la Asamblea Nacional, y de la posibilidad de nuevos negocios. Juntos con la nueva PDVSA, es preciso que dejen atrás el pasado.

Todo lo que se les exige a las compañías petroleras extranjeras que quieran seguir operando en Venezuela es el respeto a los derechos soberanos que asisten a la Nación como dueña del recurso natural, así como el respeto a las leyes que rigen las actividades correspondientes. Especialmente aquellas grandes transnacionales que promovieron activamente la desnacionalización del petróleo venezolano en los años noventa en alianza con la meritocracia y los partidos gobernantes de entonces, tienen que abstenerse, definitivamente, de seguir actuando como puntas de lanza de las fuerzas más retrógradas que siguen existiendo en algunos de los poderosos países consumidores. Estas fuerzas continúan arraigadas en las prácticas coloniales e imperialistas que fueron derrotadas por la Revolución de la OPEPA. decir verdad, algunas de estas compañías, pero no todas, ya

cambiaron de actitud. A todas las demás compañías, especialmente aquellas provenientes de países amigos con los cuales el Gobierno nacional está estrechando los lazos políticos y económicos, se les invita a participar en la construcción de un nuevo régimen petrolero que se caracterice por la convivencia: la convivencia de las aspiraciones legítimas a una justa remuneración, tanto de los inversionistas como del dueño del recurso natural.



Antecedentes

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

El programa de internacionalización amancó hacia finales de 1982, con el establecimiento de una empresa mancomunada en Alemania: Ruhr Oel. A partir de entonces, como se puede constatar en el Cuadro C.1, se han incorporado al programa un total de 20 refinерías adicionales (incluyendo la refinерía de Curazao, bajo arrendamiento) y 3 grandes terminales de almacenamiento en el Caribe (incluyendo el terminal de Curazao, bajo arrendamiento). Durante el período 1983-2005 solamente se ha desincorporado una refinерía del programa (la refinерía de Nynäs en Amberes, intercambiada en 2003 por activos de mercadeo de asfalto en Suiza). En la actualidad, la capacidad neta de refinación y almacenamiento a la disposición de PDVSA en el extranjero asciende a 1,9 millón de barriles diarios y 47

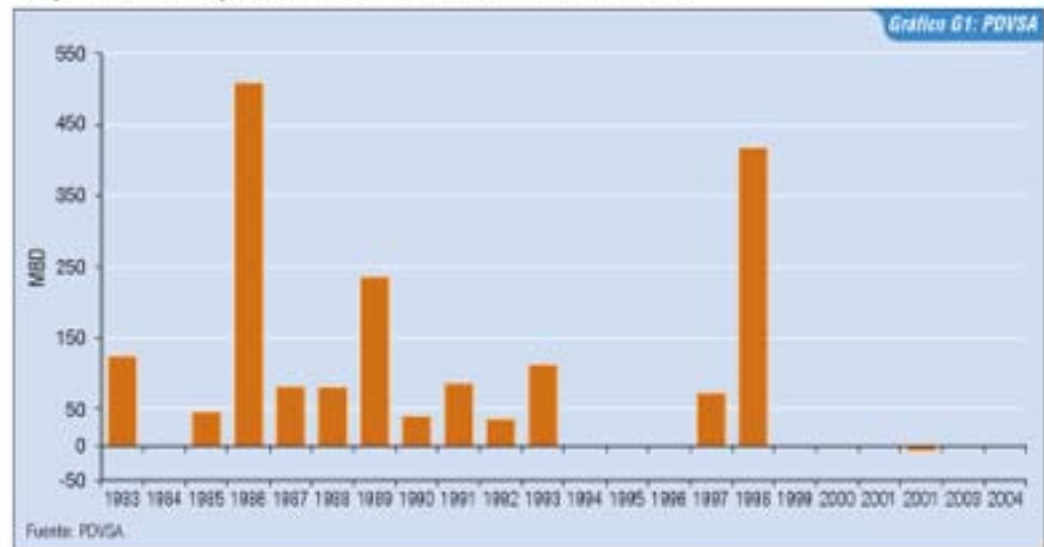
Cuadro C1: PDVSA								
Nombre y localización	Fecha	País	Participación de PDVSA	Socio Original (Si Aplica)	Socio Actual (Si Aplica)	Vendedor (Si Aplica)	Capacidad MEDIO NARR*	Costo MW/USD
Refinerías								
Ruhr O GmbH, Alemania	1983	RFA	50 %	Veba O	Deutsche BP	****	250	125
Österreichische Mineralöle GmbH, Austria	1985	RFA	18.5 %	Veba O	Deutsche BP	****	174	55
Eni Raffinerie Nordst. GmbH, Noruega	1985	RFA	12.5 %	Veba O	Deutsche BP	****	144	55
Refinerías Caracas, S.A., Venezuela	1986	Anyo	****	****	****	Aramco	320	****
Agua Petrolera SA, Argentina	1986	B	50 %	Asel Johnson	Amco O	****	15	235
AG Agua Petrolera, Chile	1986	B	50%	Asel Johnson	Nordo O	****	125	235
AG Agua Petrolera, Colombia	1986	B	50%	Asel Johnson	Nordo O	****	20	235
Olga Petroleum Corporation, Lake Charles	1986	EAU	50%	Southern	****	****	320	290
Champion Refining Company, Corpus Christi	1987	EAU	50%	Union Pacific	****	****	185	93
Champion Refining Company, Corpus Christi	1988	EAU	50%	****	****	Union Pacific	185	158
Olga Petroleum Corporation, Lake Charles	1989	EAU	50%	****	****	Southern	320	675
The Uni-Vac Corporation, Lenoir	1989	EAU	50%	Unocal	****	****	151	145
Seaview Petroleum Company, Rostov	1990	EAU	50%	Seaview	****	****	64	35
Petrobrás e Indústria S.A., Brasil	1991	RFA	18.75%	Veba O	Deutsche BP	Turolimol	240	15.6/****
Seaview Petroleum Company, Rostov	1991	EAU	50%	****	****	Seaview	64	49
Olga Refining Company, Govenor	1992	EAU	100%	****	****	Arco	25	75
Bigg Oil Ltd, Danes	1992	GB	50%	Fortum	Nordo O	Tamara	10	16.5
Eastern Refinery Ltd, Ginebra	1992	GB	25%	Fortum	Nordo O	Tamara	12	16.5
Lynell Oil Refining Company, Houston	1993	EAU	42.1%	Lynell	Lynell	****	285	632
The Uni-Vac Corporation, Lenoir	1997	EAU	50%	****	****	Unocal	151	250
Champion Refining LLC, Champaign	1998	EAU	50%	Unocal	Unocal	****	184	319
HOVENSA, St. Croix	1998	NA	50%	Aramco Hess	Aramco Hess	****	325	825
Wing Supply LLC, Suway	1998	EAU	50%	Philip	Coraco Philip	****	205	283
Terminales de Almacenamiento								
Refinerías Caracas, S.A., Venezuela	1986	Anyo	****	****	****	Aramco	18	****
Seaview Petroleum Corporation N.Y., Denmar	1989	Anyo	100%	****	****	Arco/Petro	9	50
Seaview Oil Refining Company, Ginebra, Suiza	1990	Switzerland	100%	****	****	Cherist	20	120
© Aramco en 1986 con la refinería de Katabe de Gato. PDVSA ahora tiene una participación del 11 por ciento en el almacenamiento de Gato. © Aramco BP 11%, Shell 20.25%, Gato 20%, Coraco 16.75%. © Aramco en 1986 con la refinería de Katabe propiedad de BP/AGF/PDVA ahora tiene participación del 12.5 por ciento en el almacenamiento. © Aramco BP 45%, AGF Deutschland AG 20%, Deutsche BP 10%, BP Refining and Petrochemicals 12.7%. © Gato Intercontinental Petroleum en 2002 por acciones de intercambio de acciones en Gato. © Gato Oil en 2002 en el contrato de BP Refining and Petrochemicals 10.75%, Shell 17.5%, AGF Totalized BP 20%. * Capacidad nominal de almacenamiento para refinerías (el máximo de su capacidad nominal de almacenamiento para terminales (el máximo de su capacidad). ** Una subsección del Shell controla el 50% de la refinería. *** Operación de almacenamiento (almacenamiento) no incluye la parte proporcional de PDVSA en su 1,300 millones de galones por día que promete suministrar al gobierno alemán. **** No incluye 100,000,000 de galones de almacenamiento adicional al almacenamiento de origen. ***** Participación de 38% en una oferta de capitalización y fondeo de acciones. † RFA: República Federal de Alemania; Suiza: Suiza; AGF: Arco; Gato: Gato; BP: British Petroleum; Shell: Shell; Hess: Hess; Aramco: Aramco.								

Fuente: PDVSA

millones de barriles, respectivamente (Gráfico G1). Además, la principal filial de PDVSA en Estados Unidos (Citgo Petroleum) es, por volumen, el quinto mayor vendedor al detal de gasolina y otros combustibles automotores en ese país. Citgo cuenta con una red de distribución compuesta por aproximadamente 14 mil estaciones de servicio, y sus ventas de gasolina son equivalentes al 11 por ciento del mercado. En Alemania, Ruhr Oel tiene acceso a 2.500 establecimientos de la red de distribución Aral, la mayor de ese país (con una cuota de mercado de 19 por ciento).

Desde que se envió el primer barril de crudo venezolano a Ruhr-Oel en 1983 y hasta finales de 2004 inclusive, las refinerías de PDVSA en el exterior (incluyendo la refinería de Curazao) han absorbido 6,19 mil millones de barriles de crudo venezolano, cifra

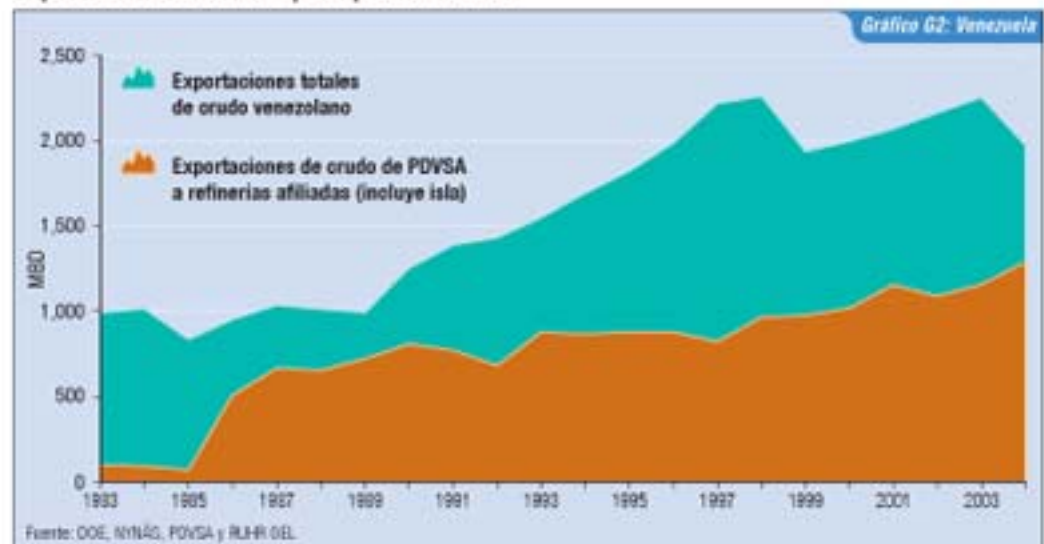
Adquisición de capacidad de refinación fuera de Venezuela



equivalente a 48,9% del volumen total de crudo que PDVSA ha exportado durante este período. Durante los primeros años del programa, los envíos a refinerías afiliadas fueron equivalentes a poco menos del 10% de las exportaciones de crudo de PDVSA. En 1985-6, este porcentaje se incrementó sensiblemente y, desde entonces, las ventas a filiales rara vez han representado menos del 50% de las exportaciones totales de crudo de PDVSA. En el año 2004, las filiales de PDVSA en el exterior absorbieron 64 % de las exportaciones de crudo de la compañía. Desde 1986, las filiales de PDVSA en Estados Unidos (sobre todo Citgo) también han sido el destino para una proporción mucho menor, aunque todavía significativa, de las exportaciones venezolanas de productos petrolíferos (especialmente gasolina, nafta, jet y asfaltos).

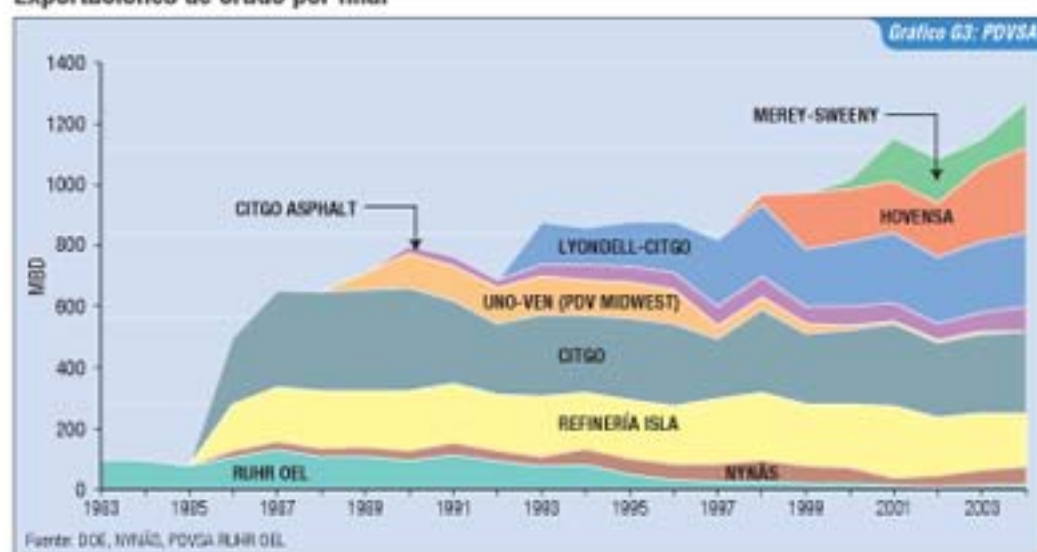
El Gráfico G2 ilustra la proporción del total de crudo exportado bajo los auspicios del programa de internacionalización que cada filial de PDVSA ha absorbido. En el Gráfico

Exportaciones de crudo por tipo de entidad

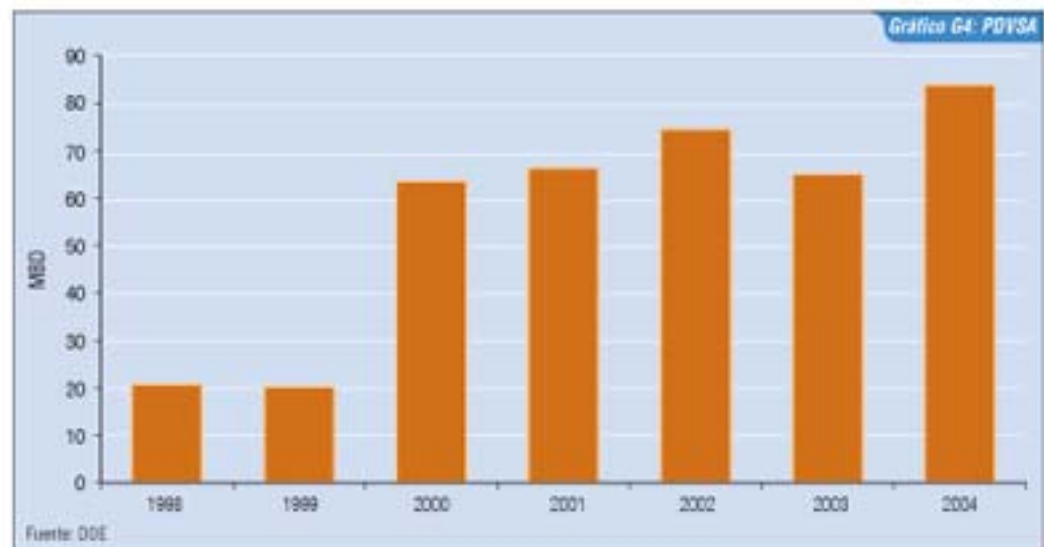


G3 se puede ver la evolución histórica de estos envíos de crudo, por filial. No obstante el énfasis del programa en las operaciones integradas, hay dos filiales -Ruhr Oel y PDV Midwest (antes Uno-Ven, y hoy parte de Gtgo)- que procesan volúmenes minúsculos de crudo venezolano. Las corridas de crudo venezolano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

Exportaciones de crudo por filial



Las estadísticas citadas arriba no consideran el volumen de crudo mejorado (o mezclas de producción de desarrollo) enviado a la refinería de Chalmette (en la cual PDVSA está asociada al 50% con ExxonMobil), proveniente de la asociación Cerro Negro en la Faja Petrolífera del Orinoco. Desde 1998, el volumen acumulado enviado a Chalmette totaliza 144 millones de barriles. Aunque esta refinería forma parte del circuito internacional de PDVSA, sus operaciones y condiciones económicas están a tal grado ligadas a las de la asociación Cerro Negro que más bien se debe de considerar a Chalmette como un elemento constituyente de un proyecto integrado de producción y mejoramiento de crudo que va desde el pozo en Venezuela hasta la puerta de la refinería en los Estados Unidos. De hecho, la adquisición de esta refinería se incorporó en el plan de desarrollo para el proyecto Cerro Negro para reforzar la viabilidad económica del mismo. El Gráfico G4 muestra los volúmenes de crudo mejorado y mezclas de producción temprana provenientes de Cerro Negro que ha levantado la refinería de Chalmette desde 1998.

Importaciones de crudo mejorado y crudo de producción temprana Cerro Negro**Comentarios**

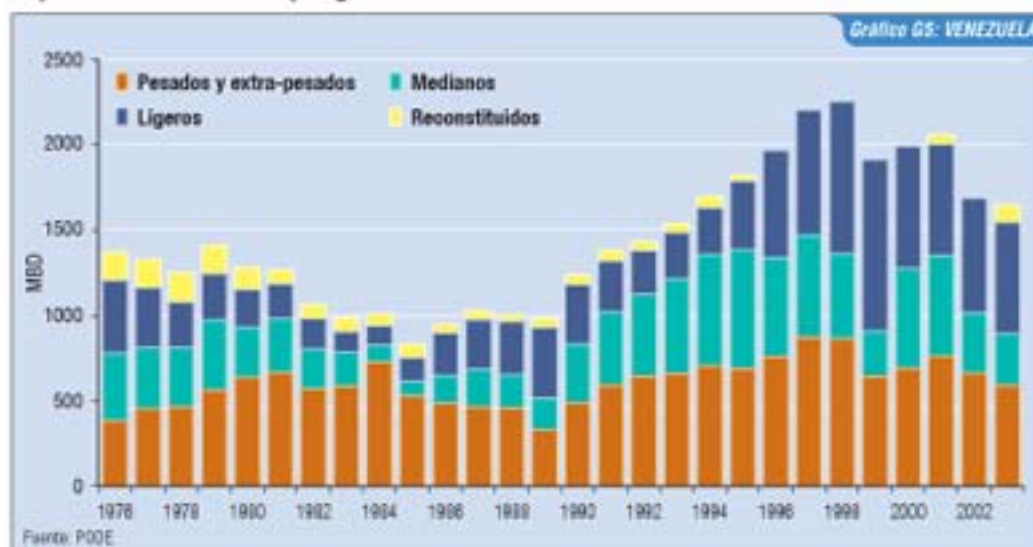
El programa de internacionalización se ha presentado como el garante de la estabilidad y continuidad de las exportaciones de crudo venezolano a mercados estratégicos para Venezuela. En un sentido estricto, la idea de que la propiedad de un sistema de refinación en el extranjero asegura a un productor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

Colocación de crudo pesado

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

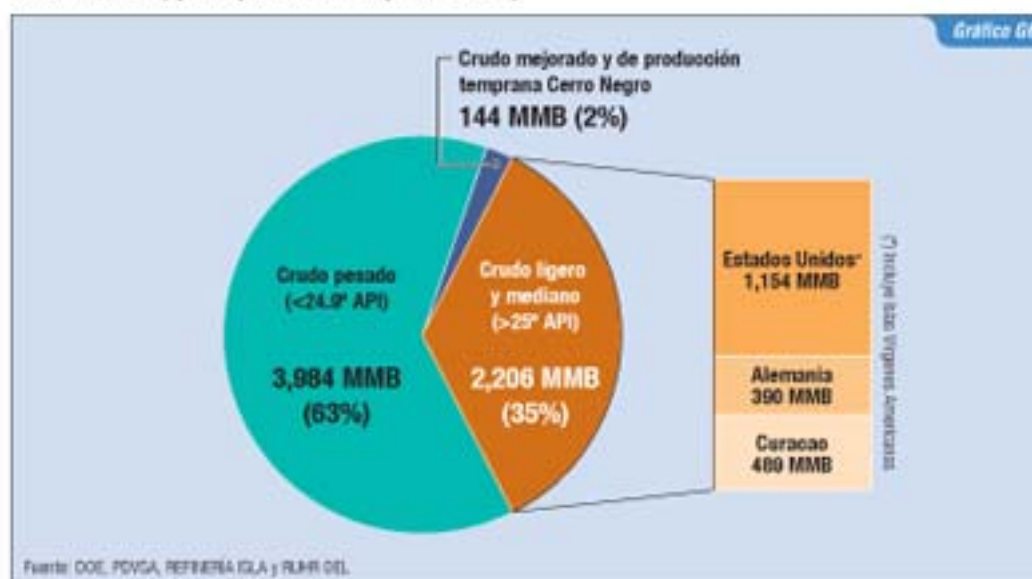
La firma del primer convenio de internacionalización con Ruhr Oel coincidió con una fuerte contracción en las exportaciones venezolanas de crudo ligero (**Gráfico G5**): en 1982, los crudos pesados representaron el 55% del total de las exportaciones venezolanas de crudo. Pero existen abundantes pruebas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

Exportaciones de crudo por gravedad



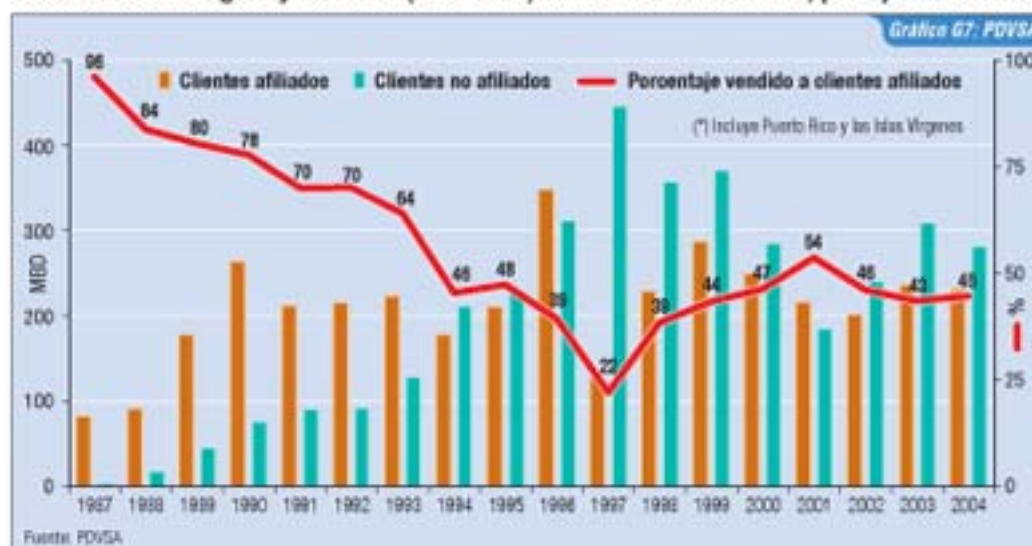
Por principio de cuentas, una parte muy significativa (35%, equivalente a 2,2 mil millones de barriles) del volumen total de crudo exportado bajo los auspicios del programa hasta 2004 (**Gráfico G6**) se compone de crudos ligeros y medianos (de 25 °API o más), cuya colocación con terceros mediante mecanismos comerciales normales no hubiera planteado

Suministro venezolano a las refinerías de PDVSA en el exterior, por tipo de crudo (1983-2004)



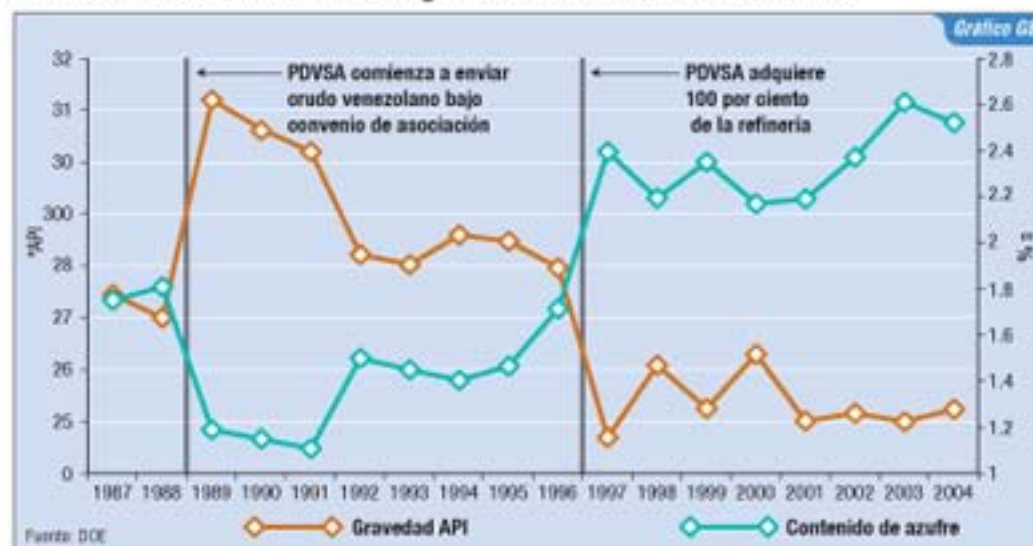
ninguna dificultad. La gran mayoría de los volúmenes venezolanos que PDVSA ha enviado a Ruhr Oel desde 1983 han sido crudos livianos, los cuales también han representado el 70% ciento del proceso total de Refinería Isla en Curazao desde 1986. De hecho, a partir de 1986, las refinerías de alta conversión de PDVSA en los Estados Unidos han sido el destino más importante para las exportaciones venezolanas de crudos con gravedad superior a 25° API a este mercado (Gráfico G7). A finales de la década de los años ochenta, la proporción de las exportaciones venezolanas de crudos ligeros enviada a las filiales de PDVSA en Estados Unidos sobrepasó el 90%.

Ventas de crudo ligero y mediano (25.1°+API) en los Estados Unidos*, por tipo de cliente



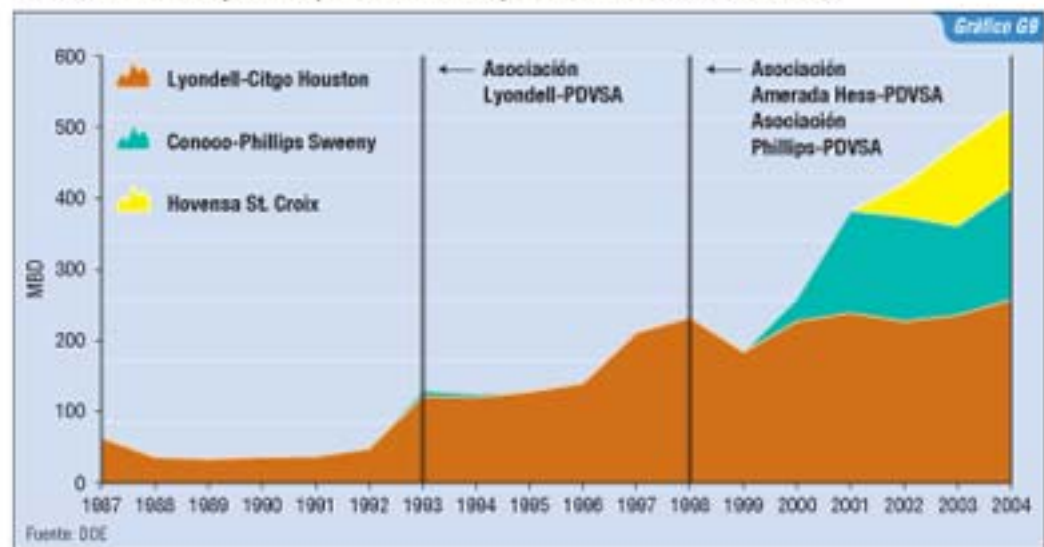
En segundo lugar, si se examina la evolución de las importaciones totales de crudo de las filiales de PDVSA antes y después de su adquisición por la corporación, se puede constatar que la creación de demanda adicional de crudo pesado no fue el motor detrás de las adquisiciones de la compañía, cuando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

Características de calidad de la carga de crudo de la refinería de Lemont



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

Proceso de crudo pesado (25°API o menos) en refinerías seleccionadas



En tercer lugar, la internacionalización bien puede haber exacerbado la problemática comercial inherente en la colocación del crudo pesado venezolano, ya que PDVSA tradicionalmente recurrió a mecanismos puros de mercado justamente para mover sus crudos de peor calidad (los cuales más bien se hubieran prestado para moverse a través de canales integrados), y colocó sus mejores crudos en refinerías bajo su control.

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

Comentarios

Aunque el programa de internacionalización ha sido caracterizado como un vehículo para facilitar la colocación de crudo pesado venezolano, más de la tercera parte del volumen que PDVSA ha enviado a sus refinerías en el exterior ha consistido de crudos cuya

Calidad promedio de exportación de crudo a Estados Unidos por cliente (1987-2004)

Cuadro C2: PDVSA

	Gtgo, Corpus Christi		Gtgo, Lake Charles		PDV Midwest (Jiro-Vari), Lament		Gtgo Asphalt*	
	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	26.06	1.03	25.18	1.80	-	-	-	-
1988	25.06	1.04	25.81	1.54	-	-	-	-
1989	25.57	1.35	26.04	1.50	31.20	1.18	14.40	3.15
1990	25.38	1.44	26.40	1.42	30.30	1.17	13.28	3.04
1991	24.79	1.00	25.51	1.22	30.17	1.16	13.06	2.76
1992	25.08	1.08	24.27	1.41	28.86	1.31	13.88	2.78
1993	22.33	0.98	23.98	1.43	27.94	1.40	12.75	3.33
1994	22.90	0.80	23.48	1.39	28.40	1.40	12.87	3.27
1995	23.25	1.06	23.98	1.31	28.48	1.38	12.12	3.96
1996	24.34	1.18	23.53	1.59	29.48	1.33	12.08	3.67
1997	24.72	1.26	24.08	1.51	30.65	1.18	12.17	3.68
1998	25.84	1.23	25.08	1.25	30.25	1.03	12.07	3.78
1999	24.10	1.45	25.31	1.32	30.83	1.03	11.74	4.19
2000	23.90	1.68	24.78	1.59	30.19	0.86	11.27	3.72
2001	23.30	1.64	22.45	1.73	29.80	0.76	11.43	4.06
2002	24.14	1.48	23.72	1.52	28.74	1.19	10.76	3.99
2003	26.13	1.29	24.23	1.52	29.97	1.02	11.26	4.30
2004	24.38	1.37	23.40	1.45	-	-	11.47	4.34

	Lyondell-Citgo, Houston		HOVENSA, St. Orix		Chalmette Refining, Chalmette		Merry-Sweeney, Sweeny	
	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	24.15	1.03	-	-	-	-	-	-
1993	22.80	0.89	-	-	-	-	-	-
1994	21.67	0.39	-	-	-	-	-	-
1995	21.78	0.57	-	-	-	-	-	-
1996	21.31	1.06	-	-	-	-	-	-
1997	18.97	2.35	-	-	-	-	-	-
1998	18.97	2.32	29.89	0.96	19.37	2.39	-	-
1999	17.56	2.20	30.29	0.95	17.52	2.45	-	-
2000	18.95	2.44	31.07	0.94	17.31	2.62	16.46	2.22
2001	17.33	2.39	30.58	0.94	16.38	3.18	16.88	1.94
2002	17.36	2.51	29.84	0.95	16.61	3.23	16.94	1.29
2003	17.35	2.48	24.95	1.62	16.14	3.28	17.20	2.20
2004	18.87	2.57	24.73	1.57	17.56	2.88	17.50	2.16

	Todas las filiales		Clientes no afiliados	
	API	% Azufre	API	% Azufre
1987	25.81	1.03	15.85	2.84
1988	25.34	1.19	17.55	2.42
1989	26.73	1.45	18.04	2.03
1990	26.40	1.45	18.78	2.07
1991	25.89	1.24	20.26	2.18
1992	25.07	1.36	19.58	2.17
1993	23.22	1.34	18.86	2.13
1994	22.79	1.22	21.73	2.08
1995	23.47	1.32	21.84	2.06
1996	23.43	1.61	22.54	1.82
1997	20.17	2.05	24.07	1.79
1998	20.76	1.98	24.82	1.80
1999	20.83	2.04	25.40	1.65
2000	19.13	2.28	23.19	1.95
2001	18.84	2.25	21.33	2.06
2002	20.83	1.98	23.07	1.89
2003	20.97	2.12	26.81	1.30
2004	20.23	2.15	26.44	1.37

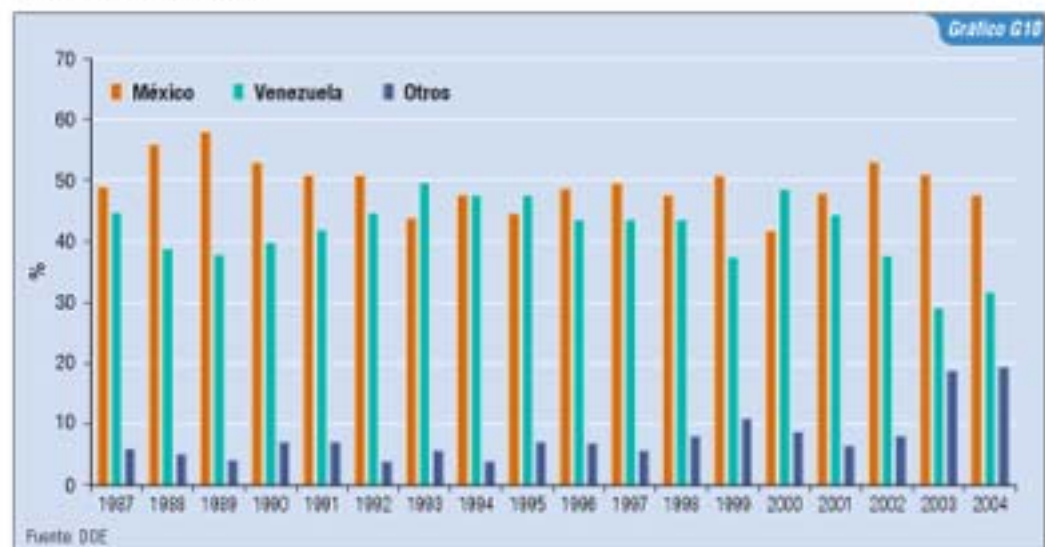
* Refinerías de Paltoro y Sweeny

Fuentes: DOE, PDVSA

colocación no planteaba ninguna dificultad especial. Además, la calidad del crudo que PDVSA ha colocado a través de mecanismos de mercado es marcadamente inferior a la calidad del crudo que ha enviado a sus filiales. Finalmente, por mucho tiempo, PDVSA nunca tomó particularmente en serio el imperativo estratégico de expandir la demanda agregada de crudo pesado fomentando la construcción de nuevas plantas de alta conversión.

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

Origen de las importaciones de crudo pesado de refinerías en la Costa del Golfo de los Estados Unidos



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

conseguir sin que por ello PDVSA tuviera que comprometerse a vender a estos precios por un período largo de tiempo.

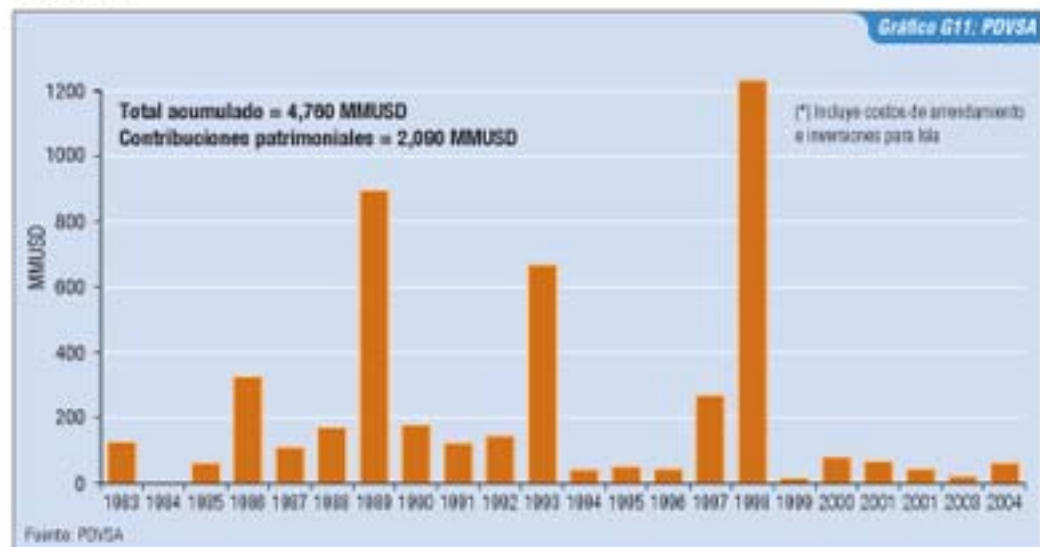
Por otra parte, los contratos de suministro de PDVSA con sus refinerías en el extranjero generalmente tienen una duración de 20 años, y las condiciones preferenciales de los mismos no han inducido especial lealtad hacia PDVSA ni de parte de sus socios ni de sus filiales. Por ejemplo, esto se aprecia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

Costos directos de adquisición para PDVSA

La adquisición de activos de refinación, almacenamiento y mercadeo al detal fuera de Venezuela ha significado para PDVSA un total de 4,76 mil millones de dólares en costos de adquisición directos entre 1983 y 2004, cifra que incluye también un total de 277 millones de dólares por concepto de los pagos asociados al arrendamiento de la refinería de Curazao (*Gráfico G11*). Además, PDVSA ha hecho aportes patrimoniales adicionales a sus filiales en Estados Unidos y Curazao por un total de 2,09 mil millones de dólares (esta cifra incluye 500 millones de dólares en gasto de inversión destinado a la Refinería Isla durante el período, ya que éste no se financió con flujo de caja interno de la refinería). La suma de estos rubros es de 6,85 mil millones de dólares, cifra equivalente a un desembolso bruto de 1,07 dólares por cada barril de crudo venezolano enviado a refinerías de PDVSA entre 1983 y 2004 (este volumen incluye el crudo mejorado y de producción temprana enviado a Chalmette). *Ahora bien, esta cifra no refleja adecuadamente el valor presente neto de los flujos de efectivo que PDVSA ha dejado de percibir a lo largo de la vida de cada uno de los contratos de suministro con estas refinerías, por el hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior por lo general han recibido crudo y productos petrolíferos a precios inferiores a los prevalecientes en el mercado abierto. Estos costos de oportunidad deben considerarse en cualquier cálculo serio acerca del costo total de adquisición de las refinerías de PDVSA.*

en el extranjero. De hecho, estos costos son responsables de la mayor parte del costo de adquisición total.

Desembolsos directos* para adquisiciones dentro del Programa de Internacionalización 1983-2004



Precios

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

Estos documentos son de tres tipos. En primer lugar, están los reportes anuales y formularios (PDVSA 20-F, PDVSA Finance 20-F, PDV America 10-K, Citgo Petroleum 10-K) que PDVSA y/o sus filiales tienen que publicar en su calidad de emisores o garantes de valores disponibles para el público en general en los Estados Unidos, en cumplimiento de las disposiciones de las autoridades que regulan los mercados de valores en ese país. Por ejemplo, en su informe 10-K para el 2000 ante el *Securities and Exchange Commission* (SEC), Citgo manifestó que, debido a los recortes de producción en Venezuela del año 1999, PDVSA había invocado la cláusula de fuerza mayor de su contrato de suministro. Esto forzó a la filial a recurrir al mercado abierto para satisfacer sus requerimientos de crudo, lo cual incrementó sus costos de adquisición en 55 millones de dólares. Citgo también indicó que el volumen contractual afectado por la fuerza mayor ascendió a 21 millones de barriles. Al dividir el incremento en

costos entre el volumen afectado se puede ver que los precios de mercado que Citgo tuvo que pagar excedieron sus precios de transferencia en 2,49 dólares por barril. Esta cifra, por lo demás, es casi idéntica a los 2,39 dólares por barril que el Comisario Mercantil de PDVSA identificara como descuentos en el precio de remesas de crudo para Citgo en el reporte que presentó a la junta directiva de la corporación para el ejercicio de 1999.

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

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

Reporte de precios de facturación para clientes designados, 1999-2002

Cuadro C3: PDVSA FINANCE				
Crudos Ligeros y Medianos	1999	2000	2001	2002
Clientes				
Citgo	16.58	27.76	20.53	23.95
Lyondell-Citgo	5.24	25.40	-	-
PDV Midwest	15.75	27.25	22.44	-
Rovera	18.78	31.42	23.22	24.48
Promedio ponderado clientes afiliados	17.52	28.81	22.72	24.28
Promedio ponderado clientes no afiliados	16.91	28.47	22.85	24.20
Crudos pesados y extrapesados	1999	2000	2001	2002
Clientes				
Citgo	12.58	23.51	18.03	19.84
Lyondell-Citgo	11.12	21.84	16.44	15.70
PDV Midwest	-	-	-	16.20
Rovera	-	25.00	20.88	21.71
Promedio ponderado clientes afiliados	12.03	23.42	17.85	18.42
Promedio ponderado clientes no afiliados	14.40	23.53	17.13	20.54

Fuente: PDVSA Finance 20-F

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

Finalmente, están los documentos que PDVSA y/o sus filiales han puesto en el dominio público a raíz de demandas en las cortes en Estados Unidos. Por ejemplo, en la demanda por incumplimiento de contrato que Lyondell-Citgo entabló contra PDVSA Petróleo y Gas (interpuesta en febrero de 2002) se hace referencia a que la segunda aún adeuda a la primera cuando menos 90 millones dólares por concepto de la indemnización contractual requerida por incrementos en costos de adquisición de crudo asociados a entregas de volúmenes venezolanos que fueron menores a las estipuladas en el contrato de suministro. Lyondell-Citgo testificó que sus derechos contractuales contemplaban el recobro de "una suma acordada...por cada barril no entregado... de aproximadamente 3-4 dólares por barril". Por otro lado, en una demanda que Citgo interpuso en 2002 contra uno de los distribuidores de gasolina de Uno-Ven (Armada Oil and Gas), un alto funcionario de la compañía testificó que "desde su inicio, la sociedad entre Unocal y PDVSA había sido tirante... porque el contrato de suministro de crudo que PDVSA había aportado a la sociedad contenía una previsión de margen fijo que resultaba en que PDVSA suministrara a Uno-Ven con crudo a un precio sustancialmente menor a los precios prevalecientes en el mercado".

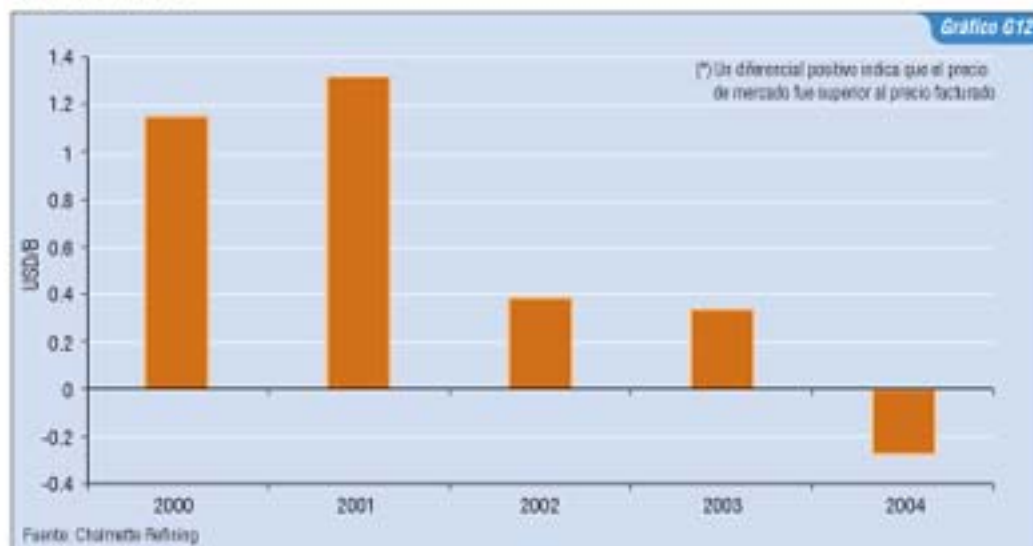
Los documentos citados no dejan lugar a duda de que el suministro de crudo a las filiales internacionales de PDVSA se ha llevado a cabo a precios que, en el tiempo y en promedio, han sido significativamente menores a los precios de mercado para crudos de calidad similar. Estos descuentos distorsionan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

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

Chalmette Refining

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

Diferencial entre el precio de crudo mejorado Cerro Negro y crudo venezolano convencional facturado a Chalmette Refining y el precio de mercado para crudo de calidad similar*

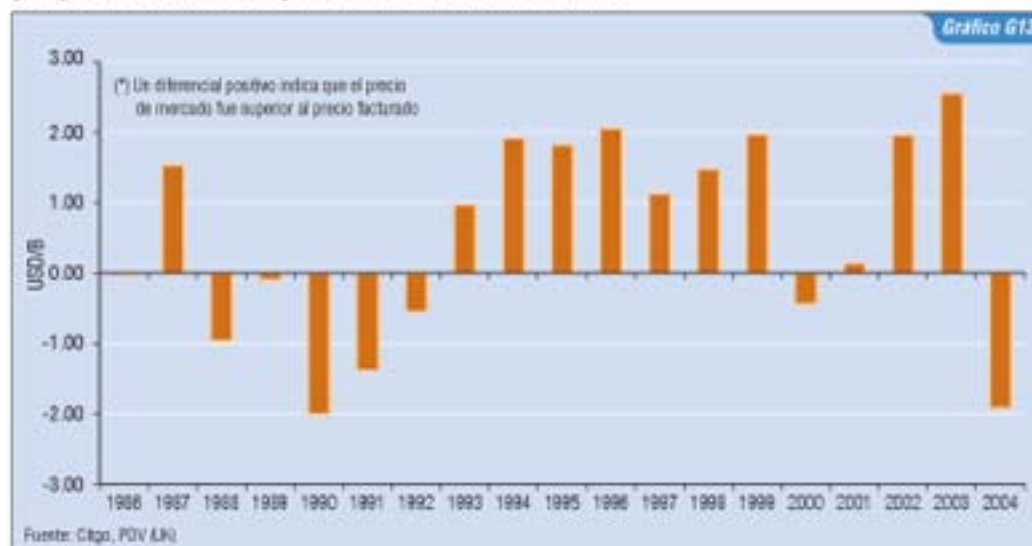


Citgo

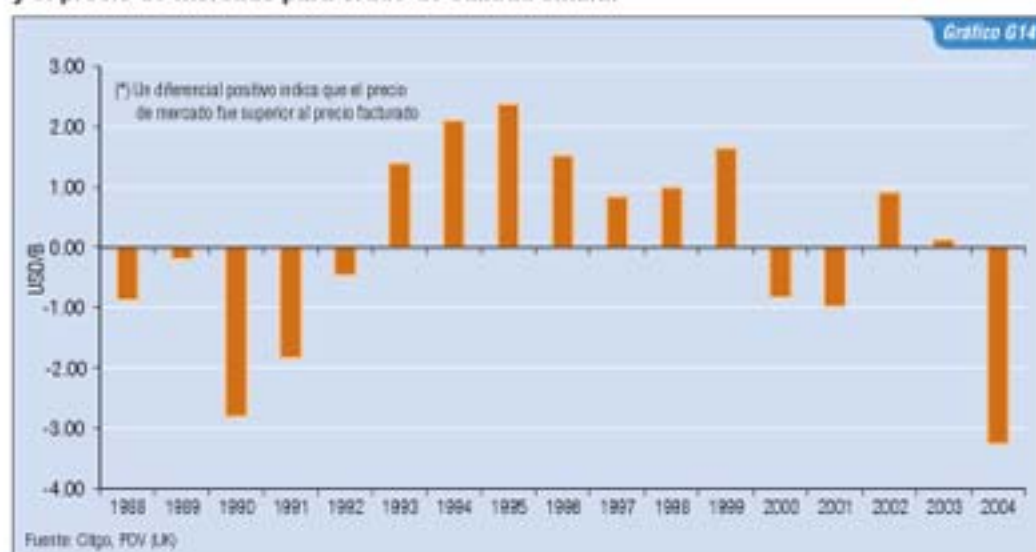
Los precios de facturación para los embarques destinados a las refinerías de Citgo en Lake Charles y Corpus Christi se calculan mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), en una configuración de refinación representativa para el mercado de la Costa del Golfo de Estados Unidos. Al valor del barril resultante obtenido se le restan diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, puestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen ("volume charge"). El monto de este cargo varía de acuerdo al crudo de que se trate.

Como consecuencia de estos cargos por volumen, desde 1986 se ha registrado una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Citgo, por un lado, y el precio de mercado para canastas de crudos de calidad comparable, por el otro. Los gráficos G13 y G14 muestran una comparación entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo enviado a Lake Charles y Corpus Christi y el precio de mercado para crudos de calidad comparable en la Costa del Golfo de Estados Unidos, colocados en condiciones comerciales similares (no en condiciones *spot*). El contrato de suministro de 20 años para la refinería de Lake Charles expirará en 2006, y el de la refinería de Corpus Christi expirará en 2012. Los gráficos G13a y G14a muestran la evolución de los cargos por volumen para las refinerías de Lake Charles y Hábeas Christi. En la actualidad, el cargo por volumen de Lake Charles es de 2,32 dólares por barril, mientras que el cargo por volumen de Corpus Christi es de 1,21 dólares por barril.

Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Citgo Lake Charles y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



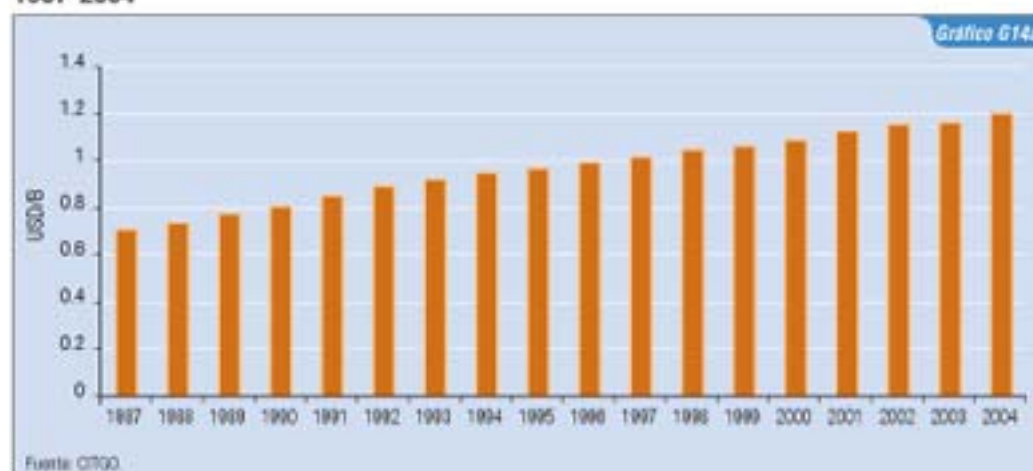
Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Citgo Corpus Christi y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



**Citgo Lake Charles.
Carga por volumen venezolano procesado
1986-2004**



Citgo Corpus Christi.
Cargo por volumen venezolano procesado
1987-2004



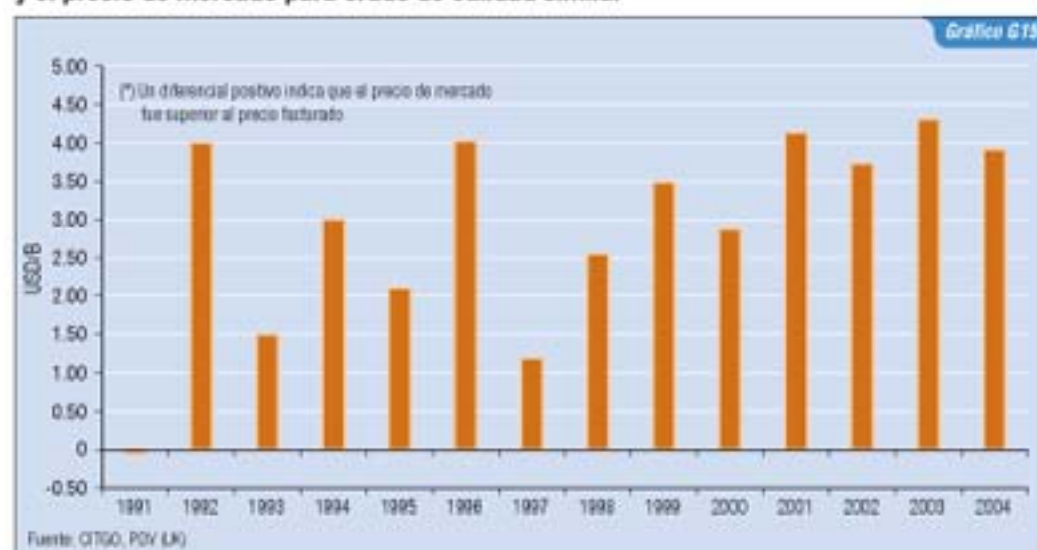
Citgo Asphalt

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

Como consecuencia de estos cargos, desde 1991 se ha registrado una diferencia de consideración entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante las fórmulas de transferencia de Citgo Asphalt, por un lado, y el precio de mercado para crudos extrapesados de calidad comparable, por el otro. Los gráficos G15 y G16 muestran una comparación entre el promedio ponderado anual de los cargamentos de crudo enviado a Paulsboro y Savannah, y el precio de mercado para crudos de calidad comparable. El contrato de suministro de 20 años para la refinería de Paulsboro expirará en 2010, y el de la refinería de Savannah expirará en 2013. Los gráficos G15a y G16a muestran la evolución

de los cargos por volumen para las refinerías de Paulsboro y Savannah. En la actualidad, los cargos por volumen de Paulsboro son de 1,84 dólares por barril para crudo extrapesado y 1,11 dólares por barril para crudo pesado, mientras que el cargo por volumen de Savannah es de 1,29 dólares por barril.

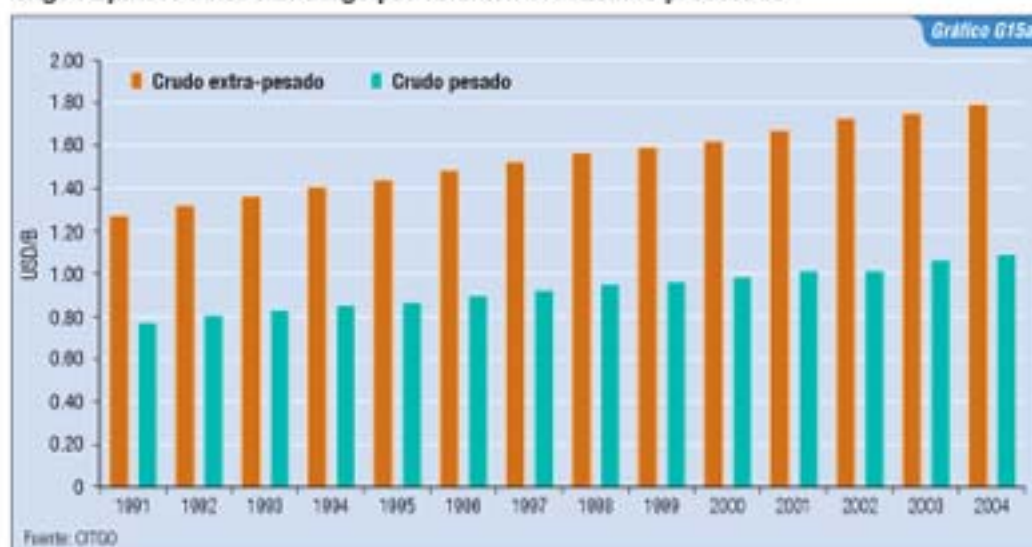
Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Citgo Asphalt Paulsboro y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



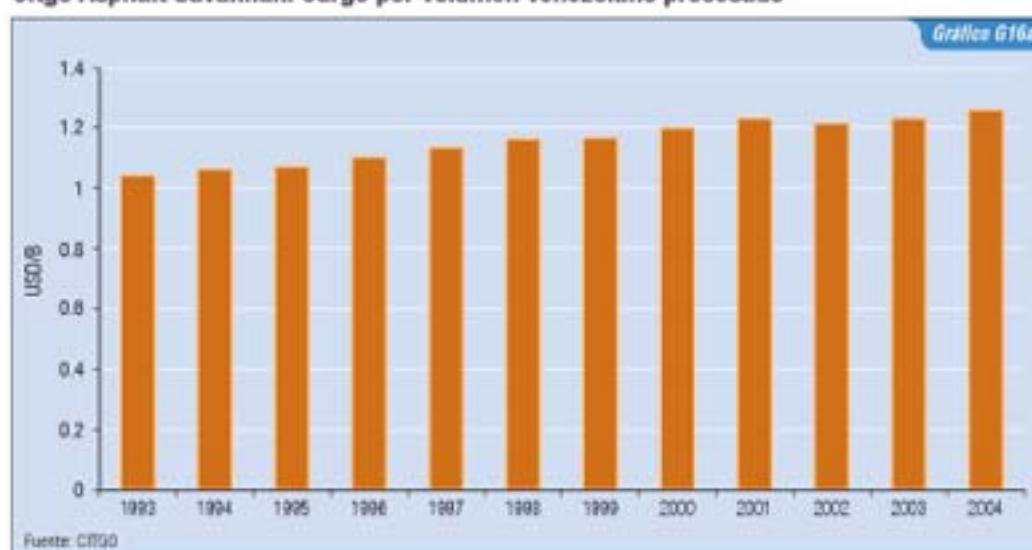
Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Citgo Asphalt Savannah y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



Citgo Asphalt Paulsboro. Cargo por volumen venezolano procesado



Citgo Asphalt Savannah. Cargo por volumen venezolano procesado



Hovensa

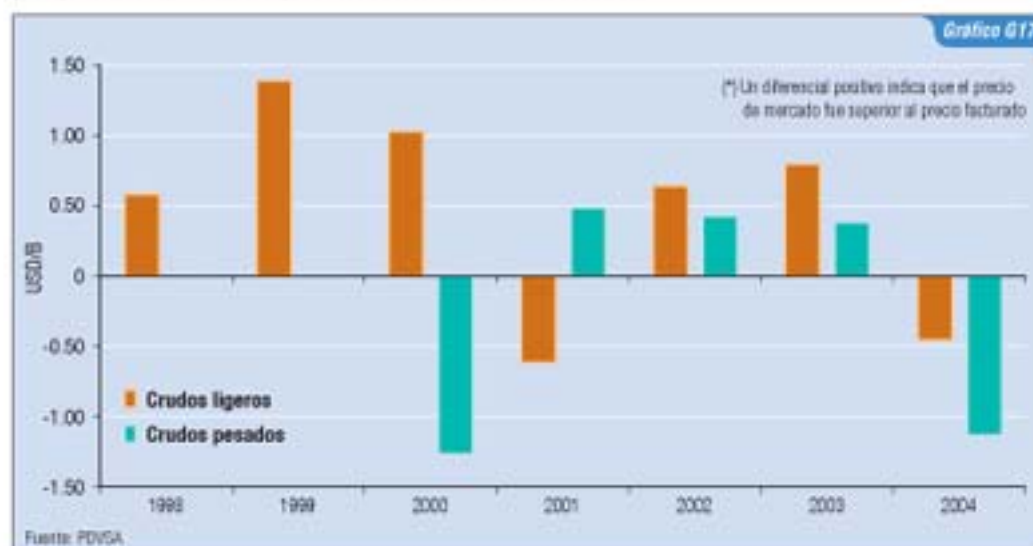
Los precios de los embarques de crudo ligero (Mesa) y pesado (Merrey) enviados a Hovensa se calculan mediante fórmulas referenciadas a los crudos Árabe Pesado y Forcados (para el Mesa), y Maya (para el Merrey), entregados en las Islas Vírgenes Americanas. Dichas fórmulas incorporan

un descuento fijo al cual se le da el nombre "subvención de competitividad", pero en cambio no incorporan precios de productos ni márgenes garantizados (cargos por volumen).

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

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

Diferencial entre el precio de crudos venezolanos facturados Hovensa St. Croix y el precio de mercado para crudos de calidad Similar*

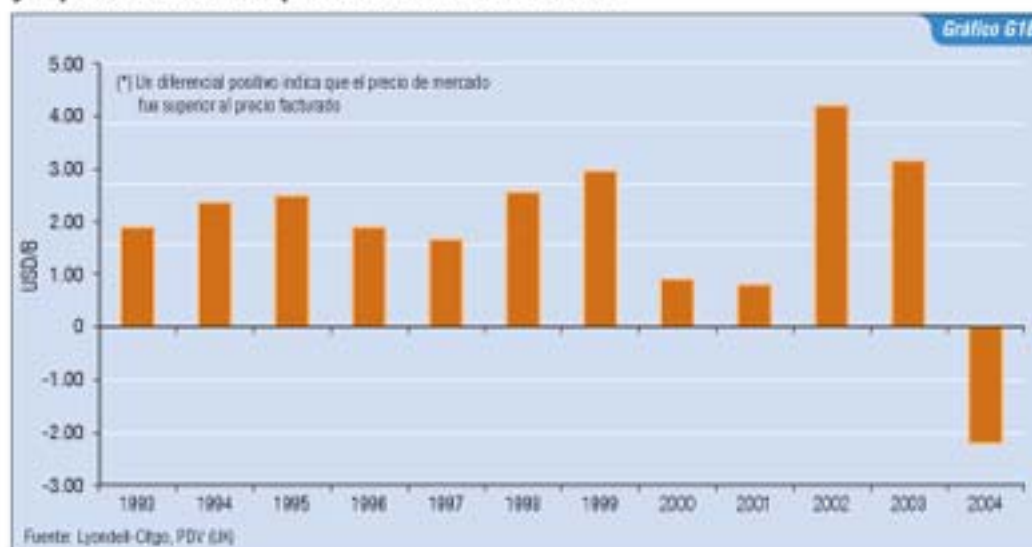


Lyondell-Citgo

Los precios de facturación para los embarques destinados a la refinería de Lyondell-Citgo en Houston se calculan mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados (cuya composición se determina de acuerdo a los rendimientos que se pueden obtener de cada crudo venezolano en condiciones típicas de operación), en una configuración de refinación representativa para el mercado de la Costa del Golfo de Estados Unidos. Al valor del barril resultante obtenido se le restan diversas deducciones por concepto de costos de refinación, costos de transporte, impuestos y tarifas de importación, así como un margen asegurado de refinación, denominado cargo por volumen (*volume charge*). El monto de este cargo varía de acuerdo al crudo de que se trate. En la actualidad, el cargo por volumen de la refinería de Houston ronda los 3,50 dólares por barril (casi 1 dólar por barril por encima del cargo aplicable a los volúmenes de Citgo Lake Charles).

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

Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Citgo Asphalt Savannah y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



El contrato de suministro de crudo para Lyondell-Citgo ha sido el más oneroso de cuantos tiene PDVSA con sus filiales en el exterior. El principal beneficiario de los descuentos en

los suministros venezolanos a la refinería de Houston ha sido Lyondell Chemical, cuya participación accionaria en Lyondell-Citgo es del 57,9 por ciento. En el cuadro C4 se muestran los montos anuales totales asociados a los descuentos de Lyondell-Citgo, y la parte de los mismos que correspondería a Lyondell Chemical. Asimismo, se presentan las distribuciones anuales que Lyondell Chemical ha recibido de Lyondell-Citgo desde 1997 (año en el cual se completó la reconfiguración de la refinería de Houston). Como se puede apreciar, existe una correspondencia indudable entre estas distribuciones, por un lado, y el valor de los descuentos asignable a Lyondell Chemical, por el otro. Esto quiere decir que, gracias a los descuentos en el precio del crudo venezolano, hubo una transferencia directa de recursos de parte del fisco venezolano a los accionistas de Lyondell Chemical.

Indicadores Economicos Clave, 1997-2004

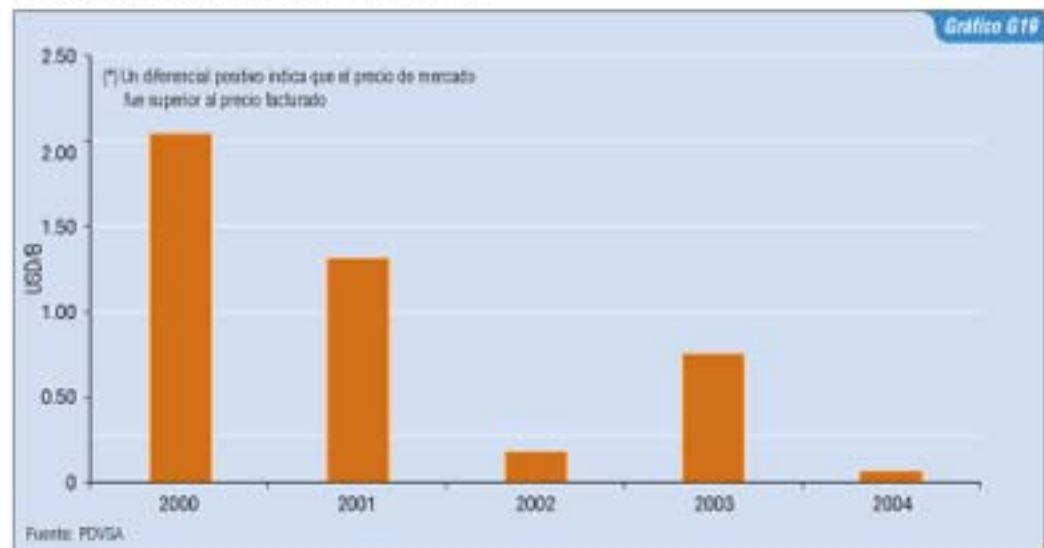
Cuadro C4: Lyondell-Citgo Refining (LCRC). PDVSA								
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Descuento en precio (\$/bbl)	1.88	2.00	2.96	0.89	0.82	4.21	5.12	-2.21
Monto Total del Descuento (\$MMUSD)	375	508	521	184	180	886	717	-522
Parte Correspondiente a Lyondell (\$MMUSD)	219	329	302	107	109	500	415	-302
Neto de impuestos (\$MMUSD)	145	217	199	70	72	332	274	NA
Distribuciones de LCRC a Lyondell (\$MMUSD)	147	130	101	144	180	128	293	303

Fuente: Lyondell, PDVSA

Merrey-Sweeny

Los precios de los embarques de crudo pesado (Merrey y, a opción de Conoco-Phillips, crudo mejorado proveniente del proyecto Hamaca en la faja del Orinoco hasta por un 20 por ciento del volumen contractual) enviados a la refinería de Sweeny se calculan mediante una fórmula referenciada al crudo Maya. Esta fórmula incorpora un descuento fijo de 0,50 dólares por barril, modificable anualmente mediante acuerdo entre las partes, pero no incorpora precios de productos. Debido a compromisos contractuales, los suministros a la refinería de Sweeny tienen que ser sometidos a un proceso de desalado previo en una de las torres atmosféricas de la refinería de Puerto La Cruz. Sin embargo, el precio de facturación de estos volúmenes no refleja los costos adicionales que esta operación supone (0,10 dólares por barril). El gráfico G19 muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los precios generados mediante esta fórmula y el precio de mercado para un crudo de calidad comparable en la Costa del Golfo de Estados Unidos, vendido en condiciones comerciales similares (no en condiciones spot). El contrato de suministro de 165 mil barriles diarios de crudo Merrey por 20 años para la refinería de Sweeny expirará en 2021.

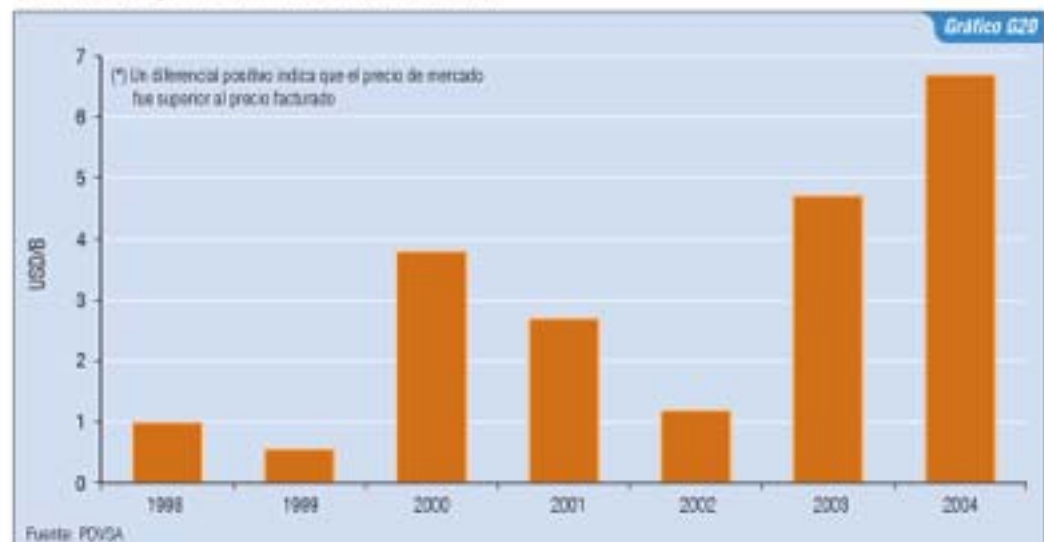
Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a Merex-Sweet LP y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



Nynäs

Los precios de facturación para los embarques de Nynäs tradicionalmente se calculan mediante fórmulas netback basadas en los precios de mercado para el asfalto en las zonas geográficas relevantes para cada refinería. El gráfico G20 muestra una comparación entre el promedio ponderado anual de los precios facturados a Nynäs desde 1998 y el precio de mercado para una canasta de crudo de calidad comparable, colocada en condiciones

Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a NYNÄS y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



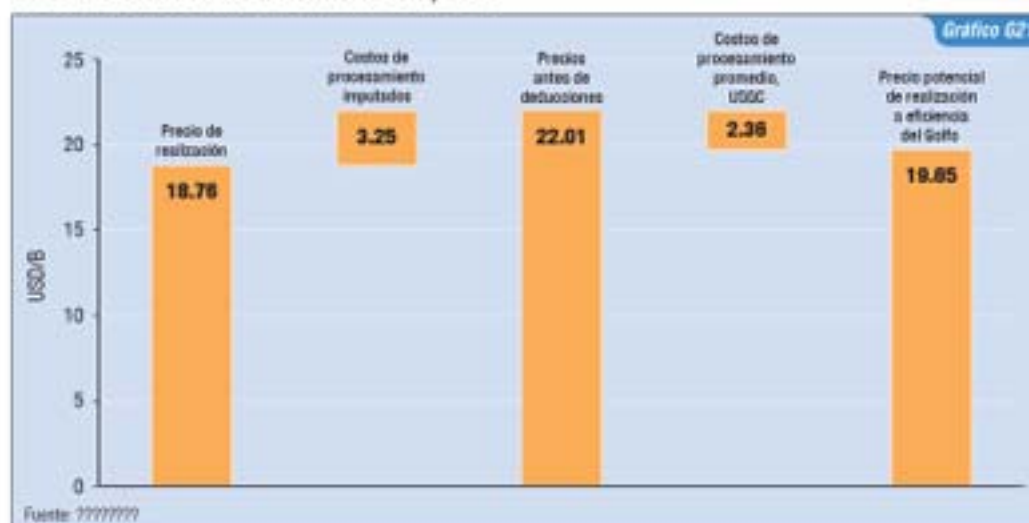
comerciales similares (no en condiciones *spot*) en la región de Amsterdam/Rotterdam/Amberes. La aparente desventaja en los precios facturados a Nynäs obedece en buena medida al elevado costo incremental de transportar crudo a través de los estrechos daneses hasta Suecia. Al contrario de lo que sucede con la mayoría de las filiales de PDVSA, la diferencia entre los precios de facturación a Nynäs y los precios de mercado abierto en Rotterdam crece cuando los márgenes de refinación para combustibles se vuelven más atractivos. Por lo mismo, en una coyuntura en la cual márgenes de refinación excepcionales han invertido la tradicional relación entre precios de mercado y precios facturados para filiales como Citgo y Lyondell-Citgo, los suministros a Nynäs son los que conllevan el mayor costo de oportunidad para PDVSA.

Refinería Isla

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

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

Efecto de las ineficiencias operativas sobre el precio de realización de las ventas de crudo venezolano a Refinería Isla, 2001



Diferencial entre el precio FOB imputado al crudo venezolano enviado a Refinería Isla y el precio de mercado para crudo de calidad similar*



Ruhr Oel

Ruhr Oel opera como una compañía sin fines de lucro que procesa crudo por cuenta de sus dos dueños, PDVSA y Deutsche BP (antes Veba Oel). Este arreglo significa que los dueños de Ruhr Oel nunca transfieren a ésta título de propiedad sobre el crudo que envían a proceso. PDVSA no tiene un contrato de suministro como tal con Ruhr Oel. Mientras perdure la

sociedad, PDVSA simplemente está obligada a suministrar a las refinerías de Ruhr Oel con la mitad de sus requerimientos de crudo, sin importar la procedencia del mismo. El convenio de asociación original suscrito por PDVSA y Veba Oel estipulaba que la duración mínima de la sociedad sería de 20 años. Este plazo se cumplió en 2003. A partir de entonces, cualquiera de los dos socios puede dar por terminada la sociedad mediante una notificación de 2 años de plazo.

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

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

Gracias a esta práctica, a lo largo de los años ha sido posible imputar al crudo venezolano enviado a las refinerías de Ruhr Oel toda suerte de costos asociados no solamente a actividades que se realizaron fuera de Venezuela, sino que involucraban crudos no venezolanos. Es decir, este mecanismo ha servido para importar costos directamente a Venezuela, con lo cual PDVSA ha podido reducir sus ingresos gravables (tanto para efectos del pago de regalía como del Impuesto sobre la Renta) sin siquiera tener que deducirlos en una declaración de impuestos.

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

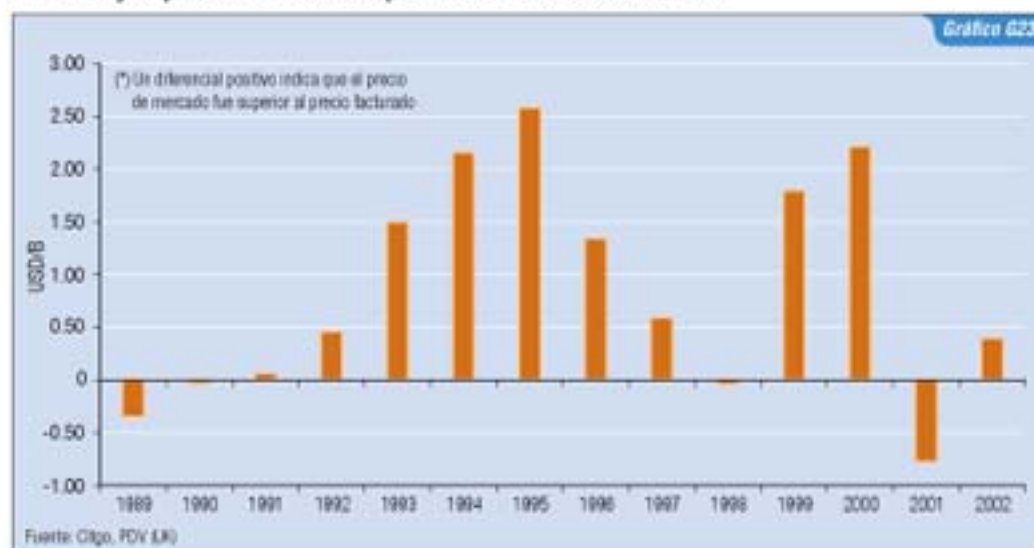
La corrección contable de estas distorsiones supuso un ajuste extraordinario por 429 millones de dólares en los ingresos de PMI, cifra equivalente a 15,89 dólares por cada barril de crudo venezolano procesado en Ruhr Oel ese año (¡considérese que el precio promedio de realización para las exportaciones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

Uno-Yen

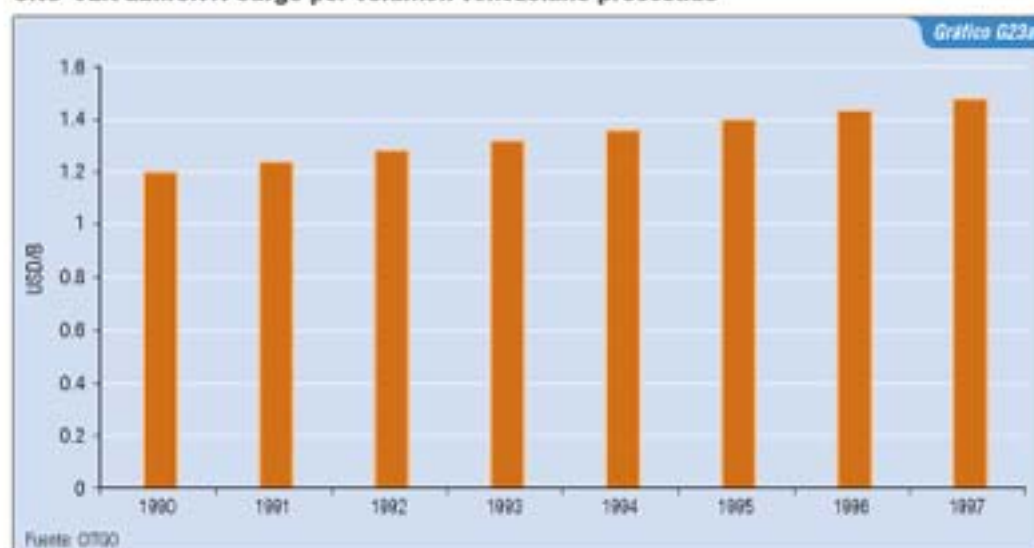
Hasta el momento en que PDVSA adquirió el 100% del paquete accionario de la refinería de Lemont (1997), los precios de facturación para los embarques destinados a esta planta solían calcularse mediante complejas fórmulas *netback* basadas en los precios de mercado de una canasta de productos refinados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

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

Diferencial entre el precio de crudo venezolano facturado a UNO-VEN (PDV MIDWESRT) LEMONT y el precio de mercado para crudo de calidad similar*

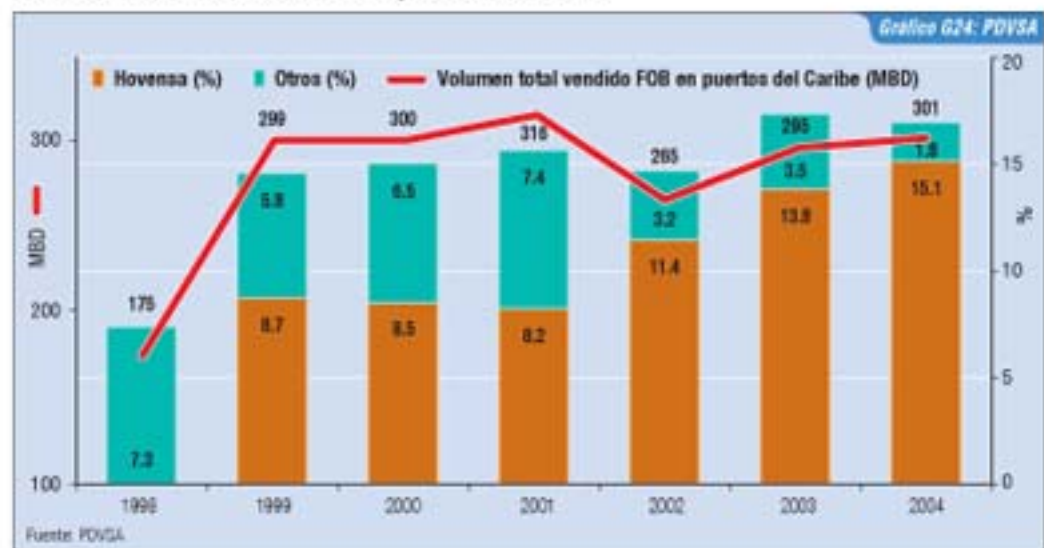


UNO-VEN LEMONT. Cargo por volumen venezolano procesado



Filiales de almacenamiento

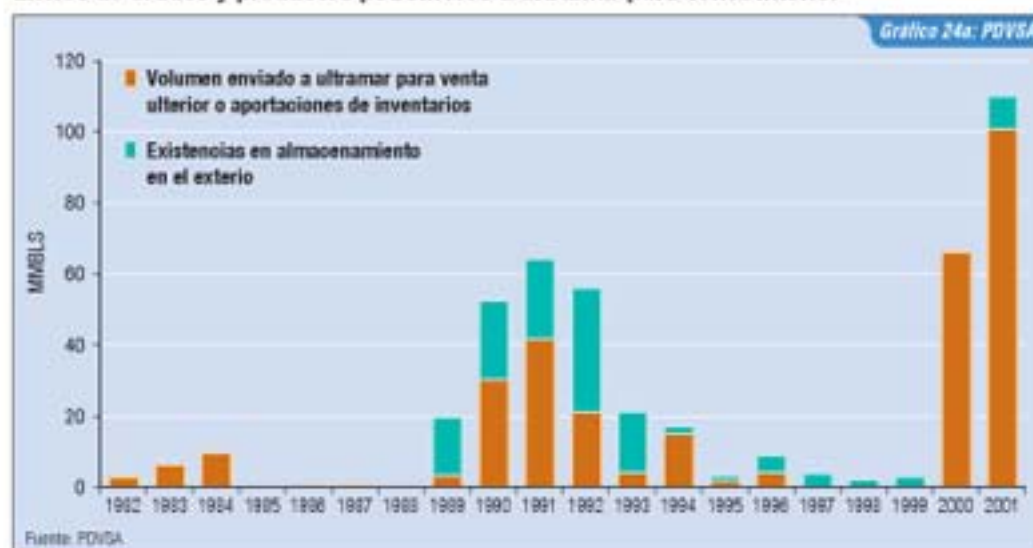
PDVSA tradicionalmente ha utilizado las terminales caribeñas bajo su control (Borco en Bahamas, Bopec en Bonaire, Isla en Curazao, Point St. Pierre en Trinidad y Hovensa en St. Croix) como puntos de venta para un volumen significativo de crudo venezolano (Gráfico G24). Los precios de realización FOB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

Ventas de crudo venezolano FOB puertos del caribe

El precio de facturación del crudo vendido FOB en terminales caribeñas tampoco considera el costo del capital de trabajo que PDVSA mantiene ocioso en la forma de considerables existencias de crudo en tanques. Además, el pago de regalía para el crudo enviado a almacenamiento en el exterior solamente tiene lugar una vez que se ha concretado su venta. El pago de regalía e impuesto sobre la renta también se ha diferido para todos aquellos volúmenes de crudo que PDVSA envió a sus filiales de refinación como aportes a sus inventarios iniciales. El gráfico G24a muestra la suma del volumen de

crudo y productos petrolíferos que PDVSA ha mantenido en existencias en el exterior; por un lado, y los volúmenes que se han enviado ya sea para su venta ulterior o bien como aportaciones de inventarios para las refinerías que PDVSA ha adquirido.

Envíos de crudos y productos petrolíferos a ultramar para venta interior



Comentarios

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

PDVSA sufrió la mayoría de los costos directos de adquisición con los descuentos en el precio de los suministros de crudo de sus filiales. Cuando se suman estos costos de oportunidad a las sumas de dinero que PDVSA tuvo que aportar mediante mecanismos distintos a los descuentos, se llega a un costo total de adquisición de 8,12 mil millones de dólares en términos

nominales (11,27 mil millones de dólares en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto de los flujos que subyace esta suma es de 19 mil millones de dólares. Los precios de transferencia ciertamente han mejorado mucho recientemente, pero este incremento obedece a circunstancias coyunturales del mercado petrolero y, además, no es suficiente para compensar por el valor traído al presente de los cuantiosos descuentos registrados en el pasado.

Deuda

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

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

No obstante el atractivo del endeudamiento a largo plazo como mecanismo simultáneo de financiamiento y de debilitamiento del control gubernamental, solamente fue hasta 1991 que PDVSA pudo comenzar a endeudarse por intermedio de sus activos en el exterior (hasta 1990, la deuda a largo plazo de PDV América era mayor que la de PDVSA

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

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

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

La recapitalización de PDV América (1993)

Proveniencia de fondos		Monto (MMUSD)
Contribuciones patrimoniales con fondos provenientes de Venezuela		847
Fondos netos de emisión de bonos por 1,000 MMUSD		875
TOTAL FUENTES DE FONDOS		1,822
Destino de los Fondos		Monto (MMUSD)
Liquidación de Línea de Crédito PNB-Citgo		410
Préstamos de PDVSA a cambio de refinería especial		1,000
Inversiones:		
Inversión en Lyndell Citgo Refining Company		206
Adquisición de la refinería de Sabana		12
TOTAL USOS DE FONDOS		1,822

Fuente: PDV PDVSA

Efectos financieros de la recapitalización de PDV América (1993)

Concepto	PDV América		Propampm B.V.		PDVSA	
	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Pasivos a corto plazo						
Préstamos bancarios a corto plazo	01	01	01	01	319	0
Préstamo corriente de obligación por arrendamiento	8	8	8	8	8	8
Papel comercial	NA	NA	NA	NA	314	758
TOTAL	09	09	09	09	1,741	766
Pasivos a largo plazo						
Bonos emitidos en 1990	0	1,000	0	1,000	0	1,000
Otros bonos e instrumentos de deuda garantizados	NA	NA	NA	NA	1,532	1,532
Préstamos a largo plazo garantizados por agencias de crédito a exportaciones	NA	NA	NA	NA	1,520	1,520
Notas promisorias y créditos bancarios	NA	NA	NA	NA	834	834
Préstamos	404	404	404	404	NA	NA
Bonos emitidos por Citgo en 1991	400	400	400	400	NA	NA
Bonos de promisión industrial (Citgo)	28	28	28	28	NA	NA
Préstamo bancario para Oil-Can Oil Corporation	23	23	23	23	NA	NA
TOTALES	855	1,865	855	1,865	3,866	4,866
Obligación por arrendamiento de instalaciones industriales	170	170	170	170	419	419
Notas de recapitalización pagaderas a Venezuela	NA	NA	0	847	NA	NA
Línea de crédito PNB-Citgo	428	0	428	0	NA	NA
Otros netos pagaderos a afiliados	NA	NA	894	894	NA	NA
TOTALES	428	0	1,322	1,341	NA	NA
Patrimonio del accionista	779	1,406	428	428	NA	NA
Capitalización total	2,252	3,471	2,609	3,918	27,339	28,339

NA= No aplicable

Fuentes: PDV América

La expansión del programa de internacionalización en la segunda mitad de la década de los años 90 vino acompañada de un fuerte aumento en el endeudamiento a largo plazo de PDVSA (Gráfico G25). A partir de 1997, la mayor parte de dicho endeudamiento se canalizó a través de PDVSA Finance, una corporación domiciliada en las Islas Caimán para la emisión de bonos quirografarios avalados por las cuentas por cobrar generadas por PDVSA Petróleo. Estrictamente hablando, los bonos de PDVSA Finance no estaban vinculados con

Evolución de los pasivos a largo plazo asociados al Programa de Internacionalización



los activos de refinación de PDVSA en el exterior. El atractivo de este tipo de vehículo de financiamiento estructurado más bien radicaba en que permitía a una compañía petrolera estatal como PDVSA colocar bonos a tasas de interés significativamente menores a las que atraería la deuda soberana del gobierno venezolano, al reducir significativamente el riesgo de suspensión de pagos a los inversionistas (el dinero para el pago de intereses se extraía de cuentas especiales administradas por un agente fiscal, por las cuales tenía que pasar la mayor parte de la factura petrolera de estas compañías a clientes designados en los Estados Unidos, antes de su envío a Venezuela). Sin embargo, los filiales de refinación de PDVSA en Estados Unidos generaban una parte significativa de las cuentas por cobrar mediante las cuales se realizaban los pagos de intereses a inversionistas institucionales (cuadro C7), por lo que PDVSA necesariamente tendría que haber conseguido el consentimiento de los tenedores de bonos de PDVSA Finance antes de poder vender cualquier participación accionaria en una de sus refinerías localizadas en dicho país.

Notas por cobrar de embarques de crudo a clientes designados, 1999-2002

Cuadro C7: PDVSA FINANCE

	1998	1999	2000	2001	2002
Tipo de cliente					
Aliados	81	364	485	305	388
No aliados	183	381	332	188	222
Clientes aliados como porcentaje del total	30	48	62	62	64

Fuente: PDVSA Finance 20-F

El año 2003 marcó el vencimiento de los bonos que PDV América había emitido en 1993, y PDVSA liquidó el capital remanente con fondos remitidos por Citgo a manera de

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

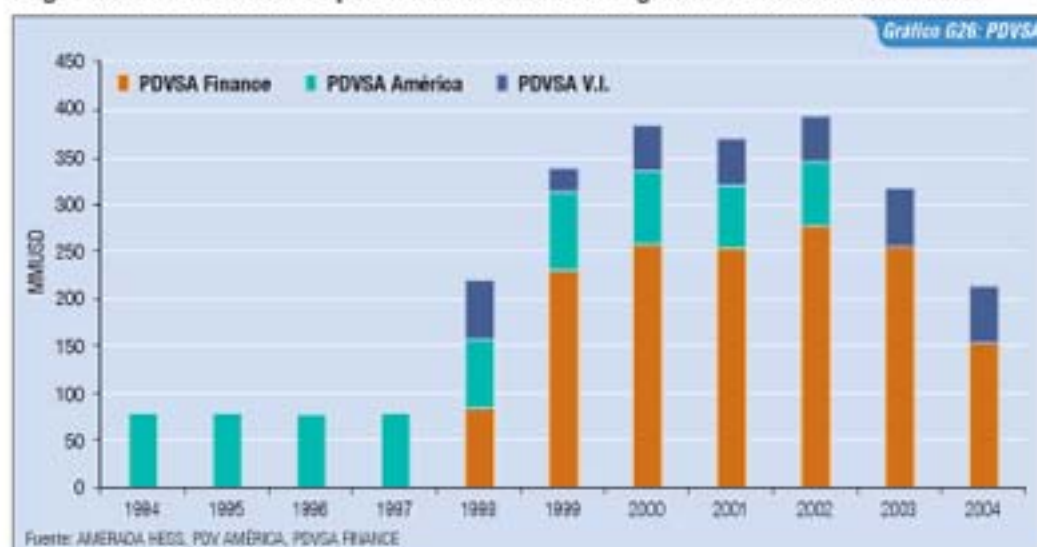
El financiamiento a través de préstamos directos a Hovensa no era un mecanismo muy atractivo para PDVSA, ya que no le permitía trasladar el pago de intereses asociados a esta deuda a Venezuela (lo cual sí hubiera sido posible en el caso de la emisión de bonos). Por ende, PDVSA decidió respaldar sus compromisos de inversión en Hovensa pagando a Hess 62,5 millones de dólares en efectivo, y extendiéndole dos pagarés a través de PDVSA VI. El primero era por un monto total de 562,5 millones de dólares, a una tasa de interés anual de 8,46%, y pagadero a 10 años (tanto interés como capital). El saldo de este pagaré a finales de 2004 era de 273 millones de dólares. El segundo tenía el mismo término y tasa de interés, pero su pago es contingente, dependiendo del comportamiento de los márgenes de refinación en los Estados Unidos a lo largo del período de duración del pagaré. Dado que ambos pagarés han sido suscritos por una subsidiaria consolidada de PDVSA, los pagos de intereses asociados a los mismos se hacen desde Venezuela, y PDVSA los puede deducir de sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta.

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

Los pagos de intereses asociados a la deuda externa de PDVSA constituyen un ejemplo de la práctica de administración fiscal por medio de la cual no solamente se dirigen ingresos hacia jurisdicciones donde privan tasas impositivas relativamente bajas (a través

de descuentos en el precio del crudo venezolano, principalmente), sino que se importan gastos a Venezuela, una jurisdicción donde priva una tasa impositiva nominal relativamente alta. El Gráfico G26 muestra los desembolsos anuales por concepto de pago de intereses de las emisiones de bonos de PDV América y PDVSA Finance, y el pagaré de PDVSA V.I. con Hess (el Gráfico no incluye los pagos asociados a la emisión de deuda de Baproven). En promedio, el pago anual por concepto de intereses ha sido de 230 millones de dólares, mientras que los pagos acumulados para el período 1993-2004 totalizan 2,53 mil millones de dólares. De esta suma, 1,36 mil millones de dólares (67,7 por ciento del total hasta 2001, 50 por ciento a partir de entonces) ha sido financiada por el Fisco venezolano. En tanto que estos flujos hacia el exterior han disminuido la rentabilidad del negocio petrolero para el accionista de PDVSA, también deben de considerarse como parte del costo de adquisición del sistema internacional de refinación de la compañía.

Pagos anuales de intereses por deuda asociada al Programa de Internacionalización

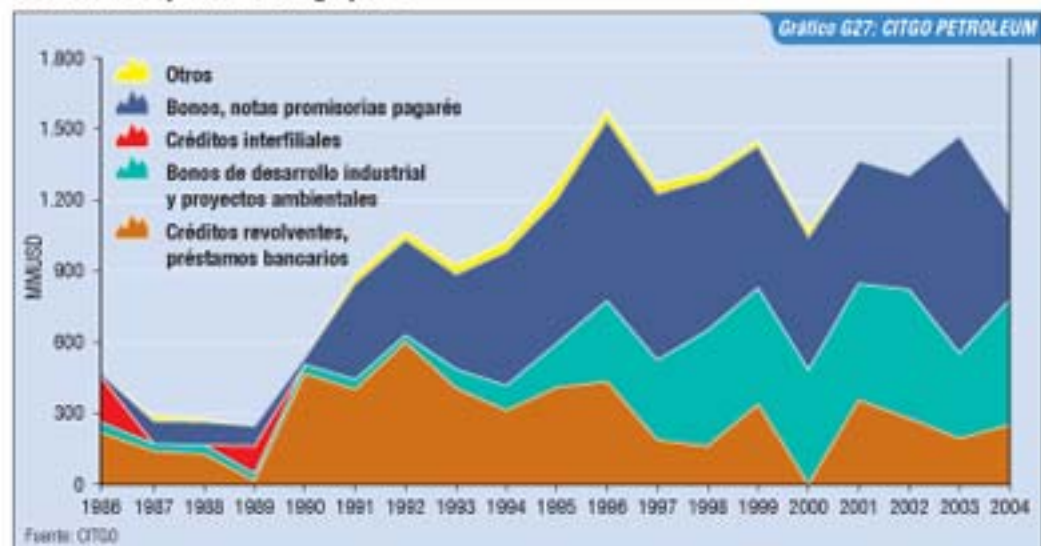


El endeudamiento asociado con el programa de internacionalización no se ha limitado a bonos, notas o préstamos respaldados directamente por PDVSA. El monto de los diversos instrumentos de deuda a largo plazo de algunas filiales consolidadas y no consolidadas de PDVSA (Citgo, Lyondell-Citgo, Hovensa,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

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

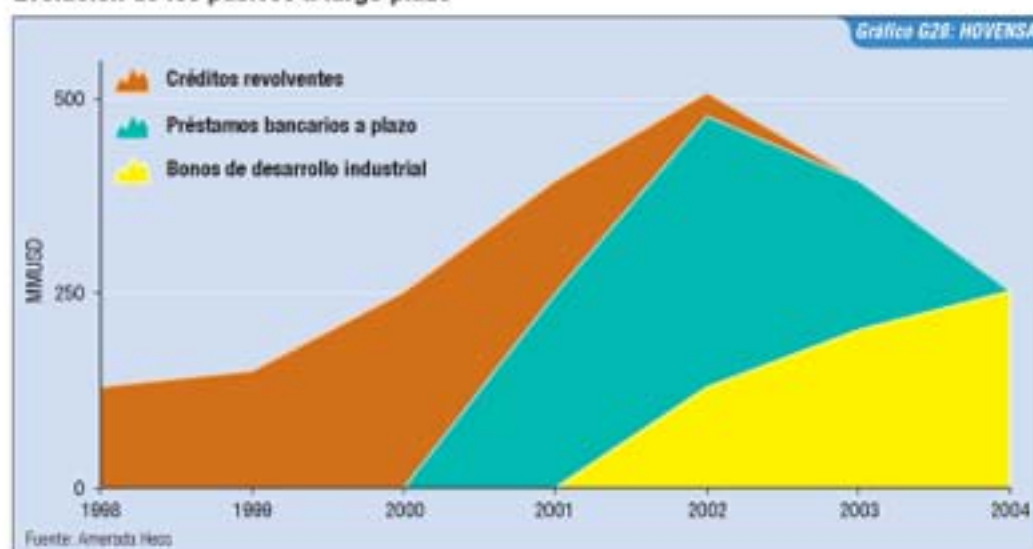
A partir de 1996, Citgo aceptó las obligaciones de revelación de información ante la SEC, al decidir emitir pagarés y bonos registrados ante esa Comisión, lo que implica la emisión de estados financieros auditados trimestrales y al presentar informes denominados 10-K para su publicación irrestricta a terceros. Por cambios recientes en la legislación americana de valores, el registro ante la SEC conlleva la obligación de cumplir con los requisitos de la Ley Sarbanes-Oxley de 2002, que supone una serie de obligaciones corporativas para Citgo, sus funcionarios y consejeros. Dado el tipo y monto de títulos emitidos con registro, cuya común característica es la de tener una liquidez limitada (pocos tenedores de títulos, bajo nivel de operaciones en el mercado e inversionistas que mantienen los títulos hasta su vencimiento), no resulta claro el beneficio que el registro ante la SEC tuvo para Citgo y mucho menos para su accionista. Sin embargo, hasta el año 2005, inclusive, Citgo nunca tomó en serio la opción de darse mayor flexibilidad para administrar sus operaciones y al mismo tiempo maximizar la rentabilidad para su accionista, mediante la eliminación o prepago de todos los contratos de deuda con cláusulas restrictivos, y la supresión del registro de Citgo ante la SEC. La evolución y composición de la deuda a largo plazo de Citgo se detalla en el Gráfico G27.

Evolución de pasivos a largo plazo



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

Evolución de los pasivos a largo plazo

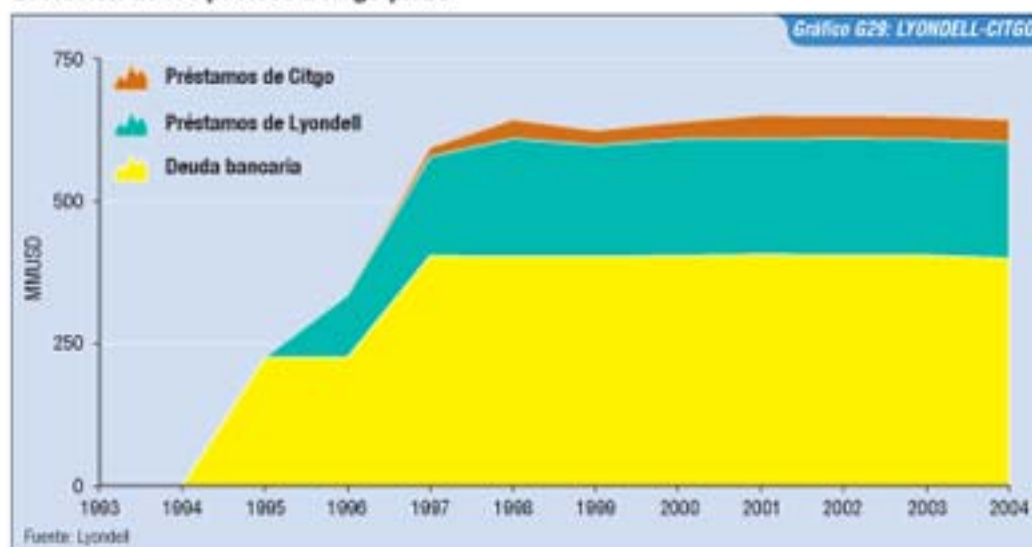


Lyondell-Citgo: Cuando se formó Lyondell-Citgo, estaba previsto financiar la construcción de nuevas unidades de alta conversión en la refinería de Houston en tres etapas. En la primera etapa, Citgo aportaría 300 millones de dólares. En la segunda etapa, Lyondell-Citgo contraería deuda por hasta 200 millones de dólares. En la tercera etapa, el financiamiento provendría de aportaciones de Citgo y Lyondell, por un lado, y de endeudamiento de Lyondell-Citgo, por el otro. Lyondell se comprometió a financiar, en la forma de préstamos subordinados, el 25% del costo del proyecto en exceso de 500 millones de dólares. Lyondell esperaba tener que aportar 75 millones de dólares si el proyecto costaba 800 millones de dólares, pero el costo del proyecto terminó excediendo los 1,1 millones de

dólares. Por lo tanto, los préstamos que Lyondell tuvo que extender a Lyondell-Citgo por este concepto excedieron los 220 millones de dólares.

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

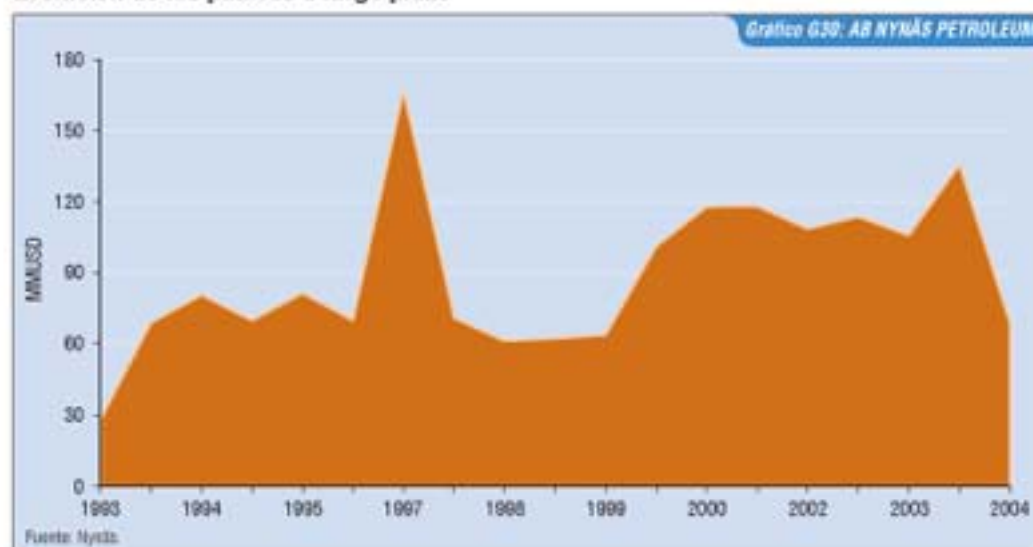
Evolución de los pasivos a largo plazo



Merey-Sweeny: Entre 1998 y 2000, esta compañía colocó bonos por un total de 400 millones de dólares con inversionistas institucionales, para financiar la construcción de nuevas unidades de alta conversión en la refinería de Sweeny. Merey-Sweeny también mantiene una facilidad de crédito de 80 millones de dólares, que expirará en 2014.

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

Evolución de los pasivos a largo plazo



Comentarios

Desde su nacimiento en 1976 hasta principios de la década de los años 90, PDVSA fue una compañía con un nivel de endeudamiento a largo plazo relativamente bajo. De hecho, hasta 1990, la deuda a largo plazo de PDV América era mayor que la de PDVSA misma, lo cual indica que una buena parte de la primera se componía de préstamos internos. Con la profundización del programa de internacionalización, que siguió a la adquisición de la totalidad de Citgo, esta situación cambió por completo.

En los años 2003 y 2004, PDVSA procedió a liquidar o recomprar una buena parte de la deuda a largo plazo asociada al programa de internacionalización, la cual había crecido de forma

marcada y sostenida hasta entonces. Aunque esta liquidación y recompra tuvieron aspectos positivos, lo cierto es que se hicieron relegando a un segundo plazo a las consideraciones de índole fiscal (como lo demuestra la recompra de los bonos espejo de PDV América por medio del dividendo declarado por Citgo para ese ejercicio). Debido a la porosidad de la cerca fiscal venezolana, las operaciones de liquidación de capital y recompra de deuda a largo plazo de PDVSA (con la correspondiente deducción de los montos utilizados para estos propósitos de las obligaciones del impuesto sobre la renta de la compañía) se tradujeron en que, en los años 2003 y 2004, dejaran de ingresar 1,42 mil millones de dólares a las arcas del Fisco venezolano.

Inversiones discrecionales

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

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

El caso de los activos de refinación en Europa y Estados Unidos parecería ser muy distinto. En la actualidad, gracias al estado boyante del mercado petrolero internacional, los costos de

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

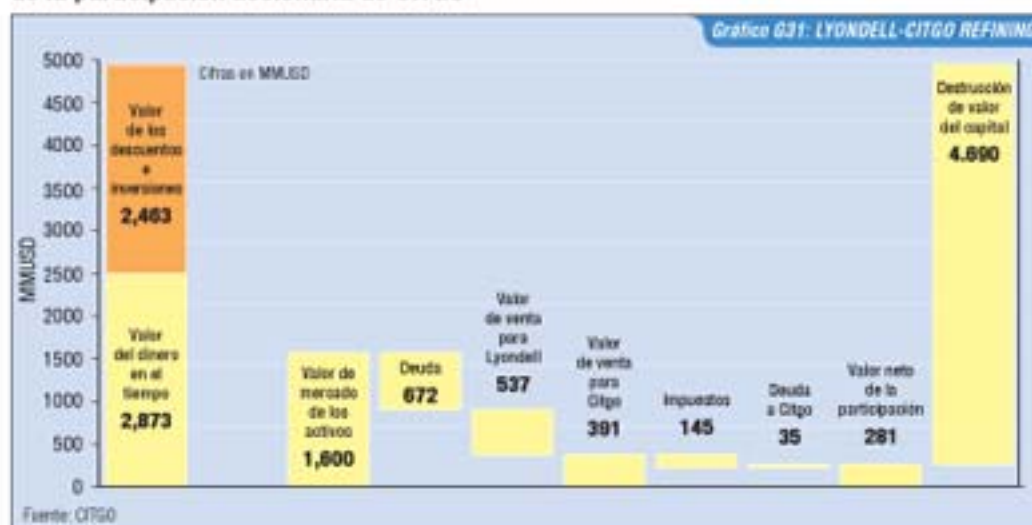
Ahora bien, no se puede concluir que las inversiones de PDVSA en el extranjero han sido un buen negocio simplemente por el hecho de que el precio de mercado de las refinerías de su circuito internacional exceda la suma de su costo de adquisición y el costo de oportunidad de los descuentos. Por un lado,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

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

Efectos fiscales en Venezuela (Ingresos)

El hecho de que las filiales de PDVSA en el exterior generalmente reciban crudo y productos a precios inferiores a los que prevalecen en el mercado abierto ha incidido

Valor del capital invertido por PDVSA/CITGO contra valor de mercado (Neto de Impuestos) de la participación accionaria de CITGO



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

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

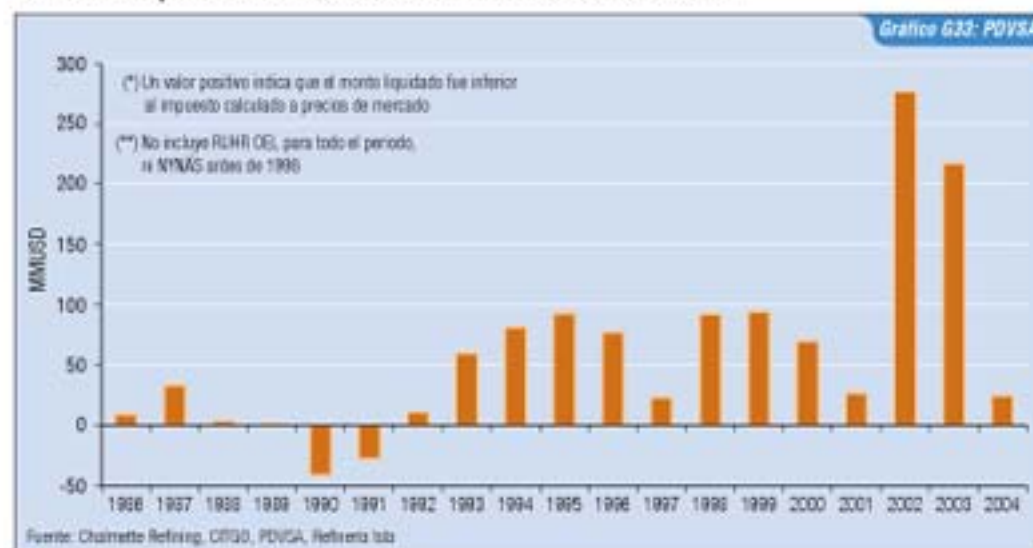
Regalía: Las ventas descontadas reducen artificialmente los precios de exportación, los cuales son la base para calcular las obligaciones por concepto de regalía. Como se puede apreciar en el Gráfico G32, el no incluir las transacciones con empresas afiliadas hace una diferencia significativa en el precio de liquidación ponderado. Por ello, en septiembre de 1999 (Resolución 1009), el entonces Ministerio de Energía y Minas denunció los convenios de regalía vigentes en ese momento, para suscribir nuevos convenios en los cuales las transacciones con clientes afiliados no se tomarían en cuenta para efectos del cálculo de las obligaciones de regalía. No obstante lo anterior, la gerencia de PDVSA se rehusó a obedecer la directiva de que la regalía se liquidara exclusivamente a partir de los precios de operaciones realizadas con terceros. Como señalara el Comisario Mercantil de PDVSA en su informe de 2000, PDVSA introdujo cuatro recursos contra esta medida. Dichos recursos fueron desistidos en noviembre de 2000, pero la compañía continuó en abierto desacato

Efecto de excluir las transacciones con filiales del cálculo de las obligaciones mensuales por concepto de Regalía*



de esta disposición hasta que tuvo lugar el relevo en la dirección de PDVSA tras los sucesos de abril de 2002. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1983 y 2004 por concepto de regalía (Gráfico G33) se pueden estimar en 1,12 mil millones de dólares en términos

Impacto fiscal sobre pagos de Regalía* Derivado de precios de transferencia a filiales internacionales**



nominales (1,423 mil millones de dólares en dólares de 2004). Estos cálculos no consideran los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983-2004) ni de Nynäs (antes de 1998). A una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 2,06 mil millones dólares.

Impuesto sobre la Renta: Las ventas a precios preferenciales disminuyen la base gravable de PDVSA y, en consecuencia, sus obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta. Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1986 y 2004 por concepto de Impuesto sobre la Renta (Gráfico G34) se pueden estimar en 2,36 mil millones de dólares en términos nominales (3,13 mil millones de dólares en dólares de 2004), aplicando la tasa marginal de impuesto sobre la renta petrolero de 67,7% hasta 2001 y de 50% de allí en adelante. Estos cálculos no consideran los descuentos en los precios ni de Ruhr Oel (para el período 1983-2004) ni de Nynäs (antes de 1998). A una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 4,775 mil millones de dólares.

Impacto fiscal sobre pagos de Impuesto Sobre La Renta y Regalía* Derivado de precios de transferencia a filiales internacionales**



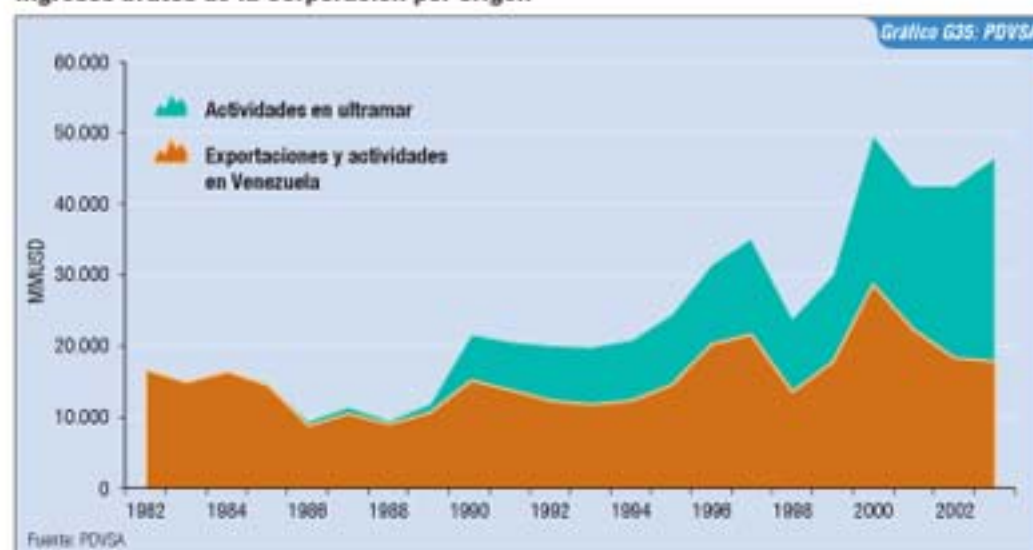
Comentarios

Las pérdidas fiscales acumuladas entre 1983 y 2004 asociadas al programa de internacionalización, sin incluir impuestos diferidos, se pueden estimar en 3,48 mil millones de dólares (4,555 mil millones de dólares en dólares de 2004). A una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto de esta pérdida fiscal es de 6,84 mil millones de dólares, equivalente al 6,3% del Producto Interno Bruto de Venezuela en 2004 (109,3 mil millones de dólares).

Efectos fiscales en Venezuela (Costos)

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

Ingresos brutos de la Corporación por origen



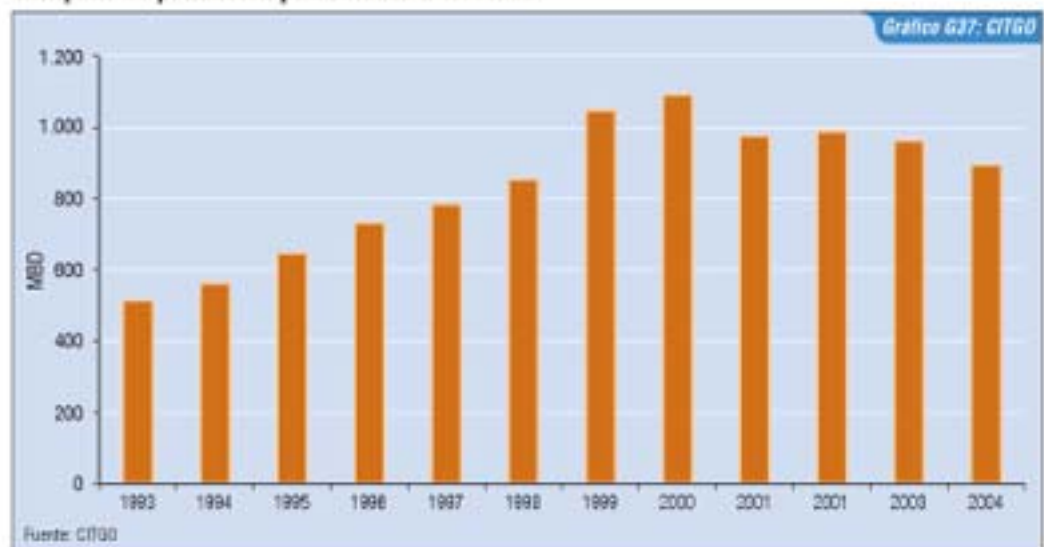
A lo largo del periodo 1990-2003, el sistema internacional de PDVSA (sin incluir Refinería Isla), que engloba 20% de los activos de la compañía, ha contribuido con 3% de los ingresos gravables para efectos del impuesto sobre la renta. Esta raquítica contribución se debe, ante todo, a que los costos de adquisición de petróleo en el extranjero han representado alrededor de 40% de los costos globales consolidados de PDVSA desde 1990 (Gráfico G36). En términos monetarios, estos costos han promediado 17,6 mil millones de dólares en el período 1999-2003.

Las compras de enormes volúmenes de insumos no venezolanos para abastecer el sistema internacional de refinación de PDVSA responden a las necesidades de un modelo de negocios enfocado primordialmente a capturar mercados y no necesariamente a generar valor para el accionista. El ejemplo más claro de ello son las operaciones de ventas al detal de productos petrolíferos de Citgo, las cuales acusan un marcado desequilibrio (Gráfico G37), no obstante el énfasis del programa de internacionalización sobre las bondades de las operaciones integradas. Entre 1993 y 2004, Citgo ha comprado un promedio de 838 mil barriles diarios de productos petrolíferos en el mercado abierto, para suplementar sus propios volúmenes y abastecer su extensa red de estaciones de servicio. Solamente

Costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos como porcentaje de los costos totales consolidados



Compras de productos petrolíferos a terceros



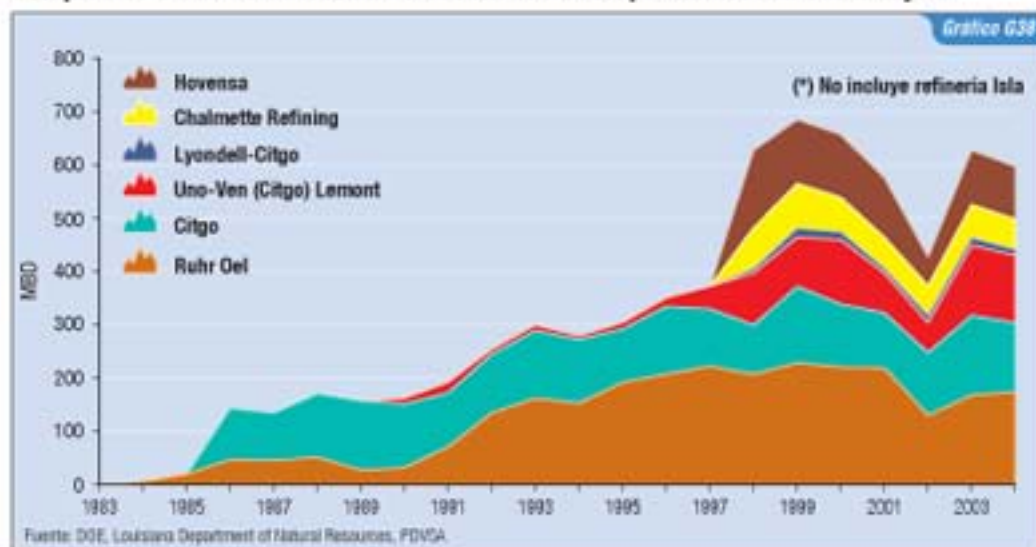
en gasolina, el déficit promedio de Citgo entre 1997 y 2004 equivale al 54% de sus ventas anuales de aproximadamente 900 mil barriles diarios (aunque por requerimientos logísticos, diferencias de tiempo y desequilibrio en la calidad de productos, Citgo, de hecho, ha tenido que adquirir cerca de 650 mil barriles diarios durante ese período, equivalente al 70% de sus ventas totales).

Los costos de adquisición de productos petrolíferos en años recientes han sido responsables de aproximadamente el 60% de los costos totales de Citgo. En 2004, los costos de adquisición de productos petrolíferos de Citgo fueron de casi 21 mil millones de dólares, cifra equivalente a 68% de los costos de la compañía.

Aunque Citgo admite que los márgenes de reventa son más bajos que los márgenes para productos manufacturados directamente, la compañía no segrega los productos para reventa de los que han manufacturado directamente y, por lo tanto, nunca ha medido la incidencia de cambios en los volúmenes de productos para reventa sobre su rentabilidad. Citgo y PDVSA han recurrido a la baja rentabilidad de las operaciones de reventa para realzar el atractivo económico de añadir más refinerías al sistema internacional de la compañía (éste ha sido el caso en las adquisiciones de Lyondell, Hess y Chalmette). En cambio, nunca se ha evaluado seriamente la posibilidad de que Citgo retire su bandera de las muchas estaciones marginales que tiene que suministrar con volumen comprado a terceros.

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

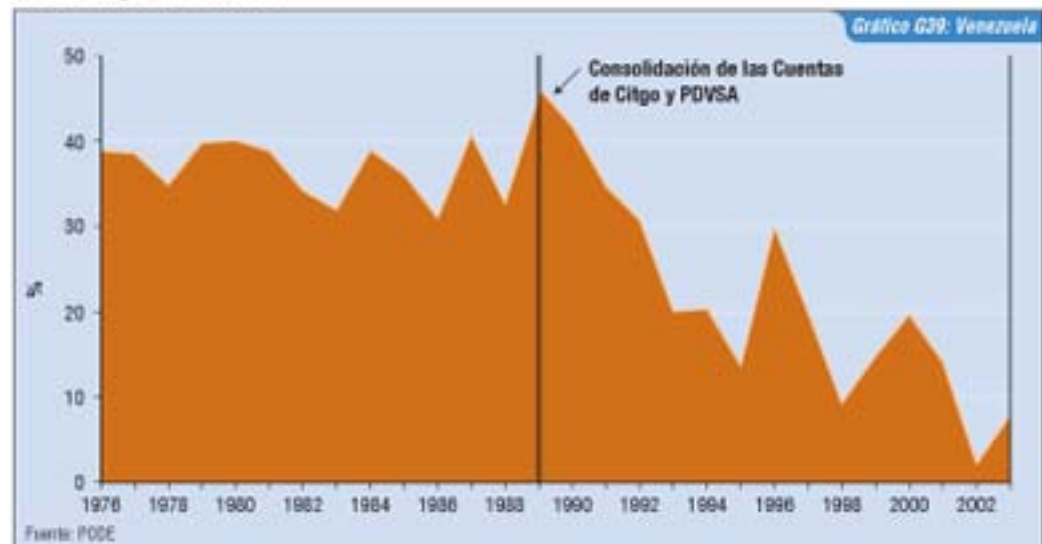
Compras de crudo no venezolano a cuenta de PDVSA por filiales* en el extranjero



Los costos de adquisición de crudo y productos no venezolanos de PDVSA experimentaron un fuerte incremento (del 10 al 40% de los costos totales consolidados de la compañía) a partir de 1989, año en el cual se llevó a cabo la adquisición de la totalidad de las acciones de Citgo. Aunque con la consolidación de las cuentas de Citgo los

ingresos brutos globales de PDVSA subieron en más de 80% entre 1989 y 1990 (de 12 a 22 mil millones de dólares), el Impuesto sobre la Renta liquidado por PDVSA en Venezuela por concepto de exportaciones y ventas en el mercado interno cayó de 46 a 38% de sus ingresos brutos, en este mismo intervalo (Gráfico G39).

Impuesto Sobre La Renta liquidado por la industria petrolera como porcentaje de sus ingresos brutos



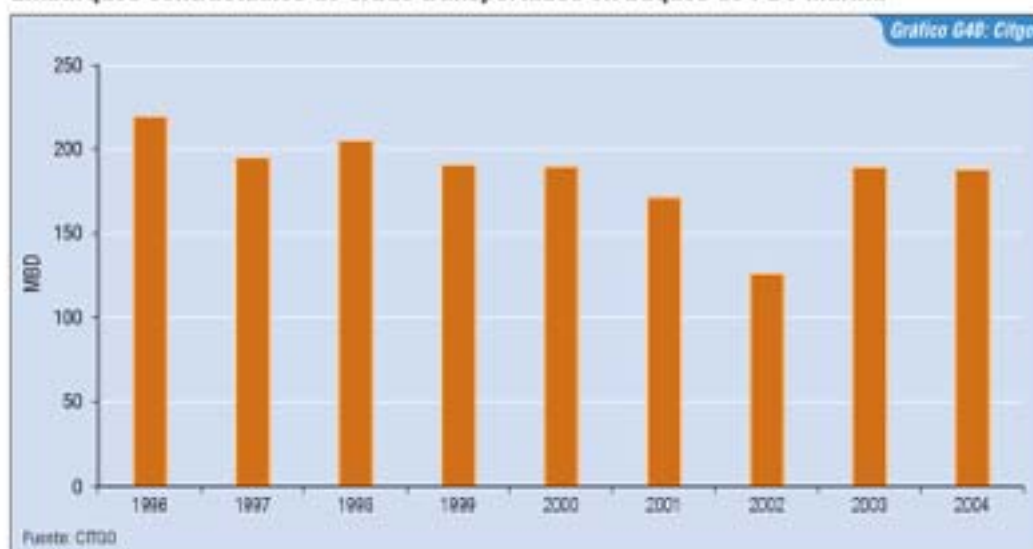
El factor responsable por esta caída claramente es la porosidad de la cerca fiscal venezolana, ya que las exportaciones de crudo y productos petrolíferos generan la totalidad del ingreso gravable de PDVSA en Venezuela y, entre 1989 y 1990, el precio de realización de la mezcla venezolana de exportación se incrementó en un 20%, de 16,87 dólares por barril a 20,33 dólares por barril. La caída tampoco se puede explicar en términos de un cambio en la tasa nominal del Impuesto sobre la Renta, ya que ésta se mantuvo idéntica. En otras palabras, PDVSA aprovechó el incremento en sus costos consolidados para trasladar una parte de sus costos internacionales a Venezuela, una jurisdicción donde priva una alta tasa impositiva para actividades petroleras.

Comentarios

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

La posibilidad de importar costos a las actividades de exploración y producción también está detrás de la decisión de PDVSA de transportar en buques de su propiedad (o fletados por PDV Marina) el crudo que vende a sus filiales extranjeras, a pesar de los riesgos financieros y de operación que esto conlleva, y la baja rentabilidad del transporte marítimo de petróleo (a lo largo de buena parte de las décadas de los años ochenta y noventa). Del total de ventas de crudo a filiales de PDVSA en Estados Unidos, aproximadamente 300 mil barriles diarios se transportan en buques de PDV Marina (el Gráfico G40 ilustra los volúmenes de crudo adquiridos por Citgo para sus refinerías de Lake Charles y Corpus Christi, y transportados en buques de PDV Marina), así como todo el crudo enviado a proceso a Curazao, y todo el crudo y los productos petrolíferos que se llevan a almacenamiento a Bopec, Borco e Isla. PDV Marina acredita en Venezuela los costos por concepto de fletes marítimos contra los ingresos generados por estas exportaciones de crudo venezolano. Si bien los fletes marítimos cobrados por PDV Marina no parecen inflados (cuando menos en el caso de Citgo), estos costos se han venido deduciendo de las obligaciones fiscales de PDVSA a la tasa petrolera del impuesto sobre la renta. Esto provoca que los embarques transportados en buques de PDV Marina sean menos rentables para el fisco venezolano que aquéllos vendidos a clientes no afiliados en condiciones FOB.

Embarques contractuales de crudo transportados en buques de PDV Marina



La nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Líquidos ha reafirmado el principio de que la política fiscal tiene que estar predicada sobre el aislamiento ("ring fencing"), en términos tanto de precios como de volúmenes, de las actividades de transporte, refinación, industrialización y mercadeo, por un lado, de las actividades de exploración y producción,

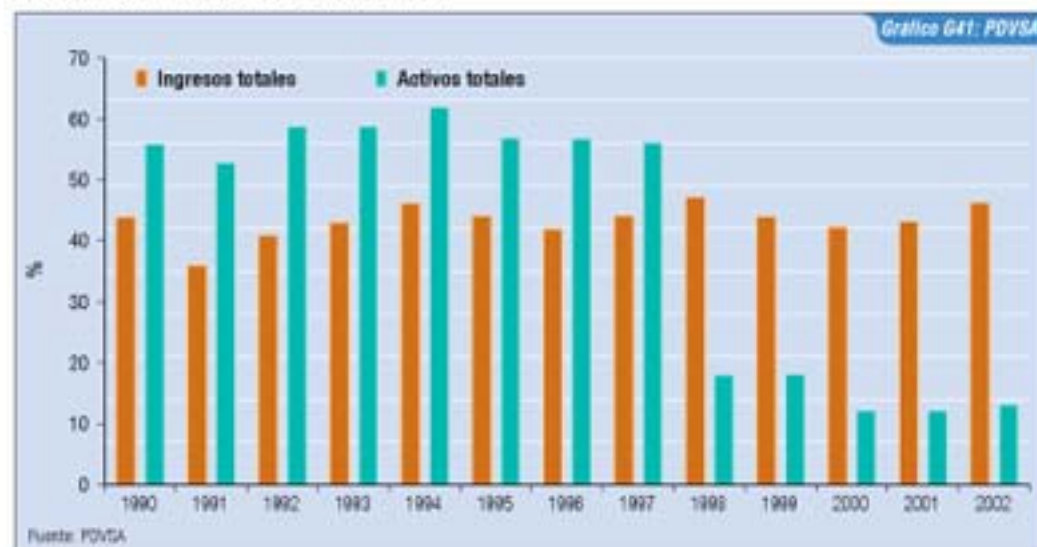
por el otro. La contabilidad separada para las actividades *upstream* y *downstream* permitirá que la flota petrolera venezolana se expanda sin que esto afecte la recaudación por concepto de actividades de exploración y producción (ya que la deducción de los costos de transporte marítimo se hará a la tasa vigente para el sector no petrolero).

Algunos otros de los mecanismos que PDVSA ha utilizado para importar costos a Venezuela han sido debidamente identificados y cuantificados: traslado de costos financieros asociados a la emisión de deuda en el extranjero, cálculo del precio FOB de los suministros de Ruhr Oel y Refinería Isla deduciendo de los ingresos por ventas de estas refinerías todos los costos asociados a la transformación y mercadeo del crudo y sus derivados (incluyendo los costos por ineficiencias en la operación), no ajuste del precio FOB para volúmenes comercializados desde las terminales caribeñas controladas por PDVSA. Hay otros mecanismos mediante los cuales PDVSA eroga sumas menores en el exterior, pero que todavía son de consideración. Por ejemplo, Chalmette Refining paga a ExxonMobil 28 millones de dólares anuales por concepto de costos de administración y asistencia técnica (los pagos anuales a Amerada Hess por los mismos conceptos son de 5 millones de dólares, a pesar de que la capacidad de la refinería de Hovensa es más de tres veces mayor que la de Chalmette). Por otra parte, es evidente que también se han importado costos a Venezuela a través de otros mecanismos que todavía no se han podido dilucidar por completo. Esto se debe a que el programa de internacionalización fue estructurado de forma tal que las operaciones asociadas con éste fueran altamente refractarias al escrutinio de auditores actuando de parte del accionista de PDVSA. Entre los factores que han impedido al Gobierno venezolano ejercer una función efectiva de auditoría conducente a la cuantificación y evaluación de los costos reales de la estrategia de internacionalización, el más importante es el hecho de que los auditores de los estados financieros consolidados de PDVSA no tienen acceso directo ni a los libros de sus empresas de servicios domiciliadas en paraísos fiscales, ni a los de sus filiales operativas del exterior y sus respectivas matrices tenedoras de acciones.

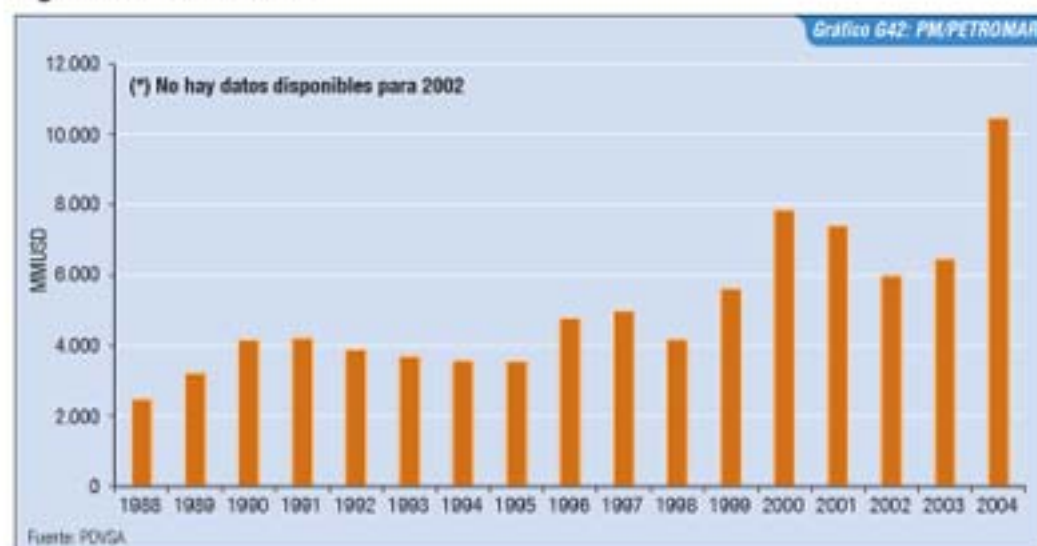
Desde 1990, el informe que los auditores de PDVSA envían al accionista y a los directores de la compañía ha contenido una advertencia que reza de la siguiente forma (este ejemplo se ha extraído del reporte anual de PDVSA para 1996): "no se han auditado los estados financieros de ciertas subsidiarias y afiliadas, los cuales reflejan activos que representan 42% de los activos consolidados en diciembre 31, 1996 y 1995, e ingresos que representan 57% de los ingresos consolidados para los años de 1994, 1995 y 1996. Esos estados financieros fueron auditados por otros auditores cuyos reportes se nos han proporcionado, y la opinión que expresamos en este reporte, cuando menos en lo que respecta a los montos incluidos para dichas subsidiarias y afiliadas, está basada solamente en los reportes de otros auditores". Las cifras en cursivas varían año con año (el Gráfico G41 indica la proporción tanto de activos como de ingresos consolidados de PDVSA que los auditores de los

estados financieros consolidados no han examinado directamente desde 1990), pero siempre son grandes. Además, no reflejan por completo el grado al cual las transacciones de PDVSA no han sido auditadas, sobre todo porque las empresas de servicios de mercadeo (PMI, Petromar) no cuentan con activos propiamente dichos, pero manejan flujos financieros muy grandes (como se puede ver en el Gráfico G42).

Proporción de los ingresos totales y activos totales no auditados por los auditores de estados financieros consolidados



Ingresos totales anuales*



La función de auditoría del programa en Venezuela se ha tenido que realizar exclusivamente a partir de cifras de ingresos y costos contenidas en estados financieros

auditados en el extranjero, las cuales han sido agregadas y consolidadas previamente por otros auditores conforme a criterios válidos desde un punto de vista contable y legal en las jurisdicciones donde las filiales están domiciliadas, pero no necesariamente en Venezuela. Por ello, para los auditores de los balances consolidados de PDVSA, las cifras reportadas por las subsidiarias auditadas por otras empresas son meros datos, y no sujetos de investigación en sí mismas. Esta característica reviste particular significación en vista del papel central que ocupan en la estrategia de internacionalización empresas de servicios domiciliadas en paraísos fiscales (Venedu en Curazao, PMI en Panamá, Petromar en Aruba, por mencionar tres ejemplos). ***Por ello, la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela respalda totalmente al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, por haber asumido como una prioridad estratégica urgente comisionar una extensa y profunda investigación contable que permita identificar todos los conductos por los cuales se están importando costos indebidamente a Venezuela, para después proceder a bloquearlos de una vez por todas.***

Efectos fiscales fuera de Venezuela

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

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

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

Obligaciones fiscales artificiales* por concepto de Impuesto Federal Sobre La Renta incurridas en Estados Unidos por filiales de PDVSA a raíz de sus precios de transferencia



Comentarios

El tratado de doble tributación entre Venezuela y los Estados Unidos abre la posibilidad de que el SENIAT solicite al Internal Revenue Service un reparo fiscal por los años en los que Citgo pagó impuestos en exceso, y que todavía pueden ser sujetos de revisión. El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y el SENIAT están colaborando activamente en la definición y formulación de dichos reparos, para presentarlos al IRS. Como parte de este esfuerzo, el Ministerio de Energía y Petróleo comisionó a una reconocida firma de consultoría petrolera internacional (Muse Stancil and Company) para que realizara un estudio de los precios de diversas corrientes venezolanas de exportación. Este estudio convalidó los resultados obtenidos en los análisis internos del Ministerio Poder Popular

para la Energía y Petróleo en torno a este tema. En el Cuadro C8 se presenta el resumen del impacto fiscal en los Estados Unidos derivado de los precios de transferencia entre PDVSA y las refinerías del circuito Citgo (incluyendo Lyondell-Citgo), de acuerdo a los precios calculados por Muse Stancil, por un lado, y el Ministerio de Energía y Petróleo, por el otro.

Dividendos

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

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

Gracias a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, la mayoría de los dividendos declarados por estos negocios permanecieron en el circuito internacional de PDVSA. Por ello, cuando se habla de los dividendos generados por la

Declaración anual de dividendos 1986-2004 (MMUSD)

Cuadro G8. Citgo

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

* Participación de PDVSA en Citgo = 50%

Fuente: Citgo

internacionalización, siempre conviene distinguir entre los montos que se han declarado, por un lado, y los montos que efectivamente llegaron a Venezuela por la vía de la repatriación de los mismos, por el otro.

PDVSA no es la matriz directa de Citgo ni de ninguna otra de sus filiales internacionales (con la excepción de Refinería Isla). Interpuestas entre las filiales y PDVSA siempre ha habido una serie de compañías tenedoras de acciones, las cuales eran las destinatarias legales de los dividendos o ganancias provenientes de estas filiales. En el Gráfico G45, a manera de

Evolución de la cadena accionaria CITGO-PDVSA



ejemplo, se ilustra la evolución a través del tiempo de la cadena accionaria de Citgo. Entre 1986 y 1990, la matriz de Citgo era una empresa tenedora de acciones llamada Propernyn B.V. domiciliada en los Países Bajos (hasta 1997, Propernyn fue la matriz remota de todos los negocios de refinación de PDVSA fuera de Venezuela, excepto Refinería Isla). La matriz de Propernyn, a su vez, era una compañía llamada Venedu Holdings N.V., domiciliada en Curazao. A partir de 1990, la matriz directa de Citgo pasó a ser PDV América, domiciliada en Delaware (Propernyn pasó a ser la matriz de PDV América, y Venedu continuó siendo la matriz de Propernyn). En abril de 1997, Propernyn transfirió todas las acciones de PDV América a una compañía llamada PDV Holding Inc., domiciliada en Delaware. Posteriormente, en diciembre de 2000, Venedu, Propernyn y PDV Holding, Inc. transfirieron todas sus acciones a PDVSA en Caracas, y se procedió a liquidar Venedu (en estos momentos, Propernyn se encuentra en proceso de liquidación también).

Este tipo de estructura accionaria es de uso generalizado entre corporaciones con operaciones en diversos países, ya que permite escudar, desde un punto de vista tanto legal como fiscal, a una compañía matriz (y a sus accionistas, desde luego) de reclamos asociados a las operaciones de sus subsidiarias locales. Ahora bien, el programa de internacionalización constituye un ejemplo casi único de utilización de este tipo de estructura en contra de los intereses económicos del accionista: a lo largo de la historia del mismo, el principal papel de las filiales tenedoras de acciones en el exterior fue el de mantener las ganancias generadas por las refinerías (principalmente a través de los descuentos en el precio de sus suministros) dentro del circuito de negocios internacionales de PDVSA, en lugar de remitirlos al accionista a Venezuela. *Por esta razón, entre 1986 y 1998 inclusive no se repatrió a Venezuela ni un solo dólar de dividendos o ganancias provenientes de cualquier filial internacional de PDVSA.*

El monto total de dividendos declarados o distribuidos por las filiales durante este período asciende a 717 millones de dólares, correspondientes en su casi totalidad a filiales localizadas en los Estados Unidos (durante este período, las distribuciones de Ruhr Oel fueron negativas -por un total de 88,7 millones de dólares- y cancelaron las distribuciones positivas de Nynäs por un total de 89,8 millones de dólares).

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

En primer lugar, hasta 1998 inclusive, los dividendos o distribuciones de ganancias provenientes de los negocios europeos de PDVSA se remitieron a Propernyn B.V., una empresa domiciliada en un país que sí tenía un tratado de doble tributación con Venezuela.

Estos flujos no se remitieron a Venezuela, no obstante que hacerlo no hubiera planteado ninguna complicación de doble tributación.

En segundo lugar, la inexistencia de un tratado de doble tributación de hecho no impidió que Citgo declarara dividendos (aunque fueran exiguos) y, más aún, tampoco impidió que dichos dividendos salieran de Estados Unidos sin causar impuestos de retención del 35%. Esto obedece a que los dividendos fueron remitidos a Propernyn, una empresa domiciliada en un país que sí tenía un tratado de doble tributación con Estados Unidos. Una vez en posesión de los dividendos, Propernyn tomaba ventaja del tratado impositivo trilateral Países Bajos-Aruba-Antillas Neerlandesas (*Belastingregeling voor het Koninkrijk*) para enviarlos a su matriz, Venedu Holdings, en Curazao, sin por ello exponerse a pagar impuestos. Estos fondos se podían haber repatriado a Venezuela desde Curazao, ya que hasta 2000 inclusive, las compañías antillanas como Venedu tenían derecho a acogerse a la red de acuerdos de doble tributación de los Países Bajos (y Venezuela había suscrito un tratado de doble tributación con los Países Bajos). En lugar de eso, PDVSA siempre optó por recircular dichos fondos, canalizándolos hacia las filiales de PDVSA en el exterior para la adquisición de nuevos activos de refinación, generalmente bajo la forma de préstamos sin intereses, pagaderos a la vista, y casi siempre convertibles (a opción de Venedu) en acciones ordinarias de las filiales. El Cuadro C10 muestra el saldo de los préstamos y vehículos de financiamiento interfiliales de Venedu durante 1993, año en el cual este saldo registró su máximo nivel histórico.

Venedu saldo de notas por cobrar a entidades afiliadas (ejercicio 1991-1992)

Concepto	Monto (MMUSD)		Tasa de interés anual (%)
	1991	1992	
Línea de crédito FMI-Citgo	426.1	426.1	8.8
Préstamo para la adquisición del 50% de Citgo**	290	290	0
Nota promisorio para la adquisición del 50% de UNO-Vir***	170.3	160.4	0
Nota promisorio para contribución al capital social de Suproven LM***	0	15.8	0
Nota promisorio para adquisición de EOPSC**	80.3	98.8	0
Nota promisorio PSN Europe***	171.2	180	0
Nota promisorio para financiar inversión adicional en Ruhr Oel***	0	30	0
Otros	7.3	13	-
TOTAL	1,087	1,115	

* PDVSA Marketing Internacional (Panamá)
 ** Préstamo subordinado en derecho de cobro a cualquier otra obligación de Propernyn B.V.
 *** Las notas promisorias no causaban interés, eran pagaderos a la vista a solicitud del acreedor y eran convertibles en acciones ordinarias de las afiliadas a opción del acreedor.

Fuente: PDVSA Finance 20-F

La firma del convenio de doble tributación entre Estados Unidos y Venezuela no se tradujo en un aumento en la repatriación de dividendos provenientes de las filiales de PDVSA en Estados Unidos. La firma de este tratado coincidió con la llegada del Presidente Chávez al poder en Venezuela, la cual también se tradujo en un aumento inmediato en los dividendos declarados por Citgo. Si bien 93% de los dividendos de Citgo correspondientes a PDVSA entre 1986 y 2005 se han declarado durante los años que el Presidente Chávez lleva en el poder; durante los primeros años de su gobierno, dichos dividendos nunca se repatriaron. Por ejemplo, en 1999, a raíz del colapso en los precios internacionales del petróleo, el Presidente Chávez giró instrucciones para que Citgo contribuyera a aliviar la grave crisis económica por la que atravesaba el gobierno venezolano en esos momentos. En respuesta a esta instrucción, Citgo declaró 486 millones de dólares en dividendos para el ejercicio de 1998 (cifra que excedía en 401 millones de dólares a los dividendos totales declarados por esta filial durante los ocho años en los que PDVSA había sido su único accionista). Este dividendo, aunado a 35 millones de dólares provenientes de la refinería de Lemont, se declaró en beneficio de su matriz directa, PDV América, la cual a su vez utilizó la mitad de los fondos (260 millones de dólares) para adquirir bonos emitidos por PDVSA Finance. El beneficiario de los ingresos generados por la venta de dichos bonos era la misma PDVSA, por lo que esta compra fue equivalente a que PDVSA se hiciera un autopréstamo, con el beneficio adicional de que los intereses pagaderos por los bonos serían deducibles del impuesto sobre la renta en Venezuela. PDV América remitió a PDV Holding el resto del dividendo (269 millones de dólares), y ésta, a su vez, procedió a distribuir la totalidad de estos fondos entre varios de los negocios de PDVSA en los Estados Unidos (incluyendo a la misma Citgo). Con esto, no quedó nada del dividendo original que se pudiera remitir a Venezuela. Pero además, desde Venezuela, PDVSA extendió un préstamo interfilial a PDV Holding Inc. por un monto de 40 millones de dólares. *Por lo tanto, en términos de flujos netos, el resultado de una instrucción por medio de la cual el Gobierno esperaba que entraran a Venezuela aproximadamente 520 millones de dólares para enfrentar una emergencia económica y financiera aguda, fue un saldo negativo de 40 millones de dólares (Gráfico G46).*

La declaración de dividendos por parte de las filiales de PDVSA en Estados Unidos ha crecido a partir del año 2000 (excepción hecha del año 2002), como consecuencia en parte de la mejoría en las condiciones del negocio de refinación en este país, pero sobre todo por la presión ejercida por representantes de PDVSA en las respectivas juntas directivas.

Además, la proporción de dividendos repatriados también ha ido en aumento: entre 2000 y 2004 inclusive, la suma asciende a 1,319 millones de dólares (Cuadro C11).

Esta cifra no incluye un saldo neto negativo asociado a los 500 millones de dólares que

Destino del dividendo declarado por CITGO en 1999



Repatriación de dividendos* de negocios en el exterior 1986-2004 (MMUSD)

Cuadro C11: PDVSA

	Estados Unidos	Europa	Otros**	Total	Estados Unidos (%)	Europa (%)	Otros (%)
1986	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0
1988	0	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0	0
1993	0	0	0	0	0	0	0
1994	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0
1998	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	40	0	0	0	100	0
2000	252	303	0	252	43	55	0
2001	595	193	0	595	74	26	0
2002	12	12	0	12	50	50	0
2003	0	240	7	0	0	97	3
2004	500	575	112	900	39	51	5
GRAN TOTAL	1,319	1,455	112	1,431	45	51	4

* Netback de Flujo del aPM repatriado a Venezuela
** Islas Vírgenes Americanas, Antillas Holandesas, Bahamas

Fuente: PDVSA

PDV Holding declaró como dividendo en el año 2003 (esta cifra es neta de un impuesto de retención del 5% al dividendo bruto declarado de 526 millones de dólares). Estos fondos efectivamente se remitieron a Venezuela (como se indica en el Cuadro C12), pero se utilizaron en su totalidad para liquidar el capital remanente de la emisión de bonos de PDV América de 1993. La deuda se retiró desde Venezuela y no en Estados Unidos porque, en el momento en que se llevó a cabo la emisión de bonos, PDV América (el ente emisor) remitió los fondos de la misma a PDVSA en Caracas y recibió de esta última notas espejo por el mismo monto de dinero, a la misma tasa de interés (mediante este mecanismo

sencillo de ingeniería financiera, los intereses asociados a esta deuda siempre se pagaron desde Venezuela y, por lo tanto, se dedujeron de las obligaciones de PDVSA por concepto de impuesto sobre la renta). Los dividendos repatriados a Venezuela atrajeron una tasa de impuesto sobre la renta del 29% (generando ingresos de 149 millones de dólares para el Fisco venezolano), pero los fondos utilizados para liquidar la deuda se dedujeron de las obligaciones de PDVSA por este mismo concepto a una tasa del 50% (generando deducciones por un total de 250 millones de dólares). La diferencia entre la tasa impositiva aplicable al dividendo, por un lado, y la aplicable para efectos de las deducciones de impuestos asociadas a la recompra de la deuda, por el otro, se tradujeron en una pérdida neta para el Fisco venezolano de 100 millones de dólares.

Flujo de dividendos de negocios en Estados Unidos 1986-2004 (MMUSD)

Cuadro C12: PDVSA

	Citgo	PDV VPH (Lenor)	A PDV America*	De PDV America	PDV Chalmette	PDV Sweeny	A PDV Holding**	De PDV Holding***	Neto a PDVSA
1986	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1987	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	40	0	40	40	0	0	40	0	40
1989	40	0	40	40	0	0	40	0	40
1990	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	8	0	8	8	0	0	8	0	8
1992	43	0	43	43	0	0	43	0	43
1993	28	0	28	28	0	0	28	0	28
1994	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	488	35	521	281	0	0	281	0	581
1999	15	38	53	4	0	0	4	0	718
2000	225	0	225	225	40	0	225	252	252
2001	373	108	479	479	74	62	562	555	555
2002	0	0	0	0	50	12	12	12	12
2003	500	0	500	500	0	0	500	500	0
2004	400	0	400	400	38	17	485	500	500
GRAN TOTAL	2,164	179	2,343	2,034	119	91	2,244	1,819	1,319

*A Propriety hasta 1990
 ** A Venezi hasta 1997
 *** Neto de impuestos de retención en Estados Unidos

Fuente: PDVSA

No obstante la mejora en las condiciones del negocio de refinación en Estados Unidos, Citgo todavía no puede remitir a su accionista dividendos consonos con la rentabilidad de sus operaciones. Esto se debe a que aún están en circulación bonos y empréstitos que obligan a Citgo a no declarar dividendos por más de la mitad de sus ganancias netas. Por ello, PDVSA ha asumido como una prioridad estratégica urgente el refinanciamiento de los pasivos a largo plazo de Citgo, con el fin de que los pagos de dividendos al accionista puedan incrementarse en un monto que refleje el buen momento por el que atraviesa el sector de refinación en el mundo. Pero aún si todos los dividendos potencialmente declarables se repatriasen a Venezuela en el futuro, esto de ninguna manera alterará el hecho de que el programa de internacionalización en su conjunto (y la inversión en Citgo,

en particular) habrá representado un cuantioso sacrificio fiscal de parte del gobierno venezolano, ya que el valor presente neto de los precios preferenciales concedidos a las filiales en el exterior desde 1986 (aún calculado con tasas de descuento conservadoras) excede la suma de los dividendos previsibles.

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

Bopec: La rentabilidad de las operaciones de esta filial siempre ha sido muy modesta: sus ganancias netas acumuladas desde 1990 a finales de 2004 ascienden apenas a 26,7 millones de dólares (cifra equivalente a la mitad de la suma que PDVSA pagó por estas instalaciones). Estas ganancias, transferidas en su totalidad a PDVSA tras el cierre de cuentas del año 2004, son responsables del 0,6 y 0,9% de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

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

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

Citgo Asphalt: Citgo es el beneficiario de los dividendos de Citgo Asphalt. El monto acumulado de dichos dividendos hasta 2004 inclusive es de 376 mil millones de dólares.

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

Lyondell-Citgo: Citgo es el beneficiario de las distribuciones a los accionistas de la asociación Lyondell-Citgo. El monto acumulado de estas distribuciones hasta 2004 inclusive es de 1,085 mil millones de dólares.

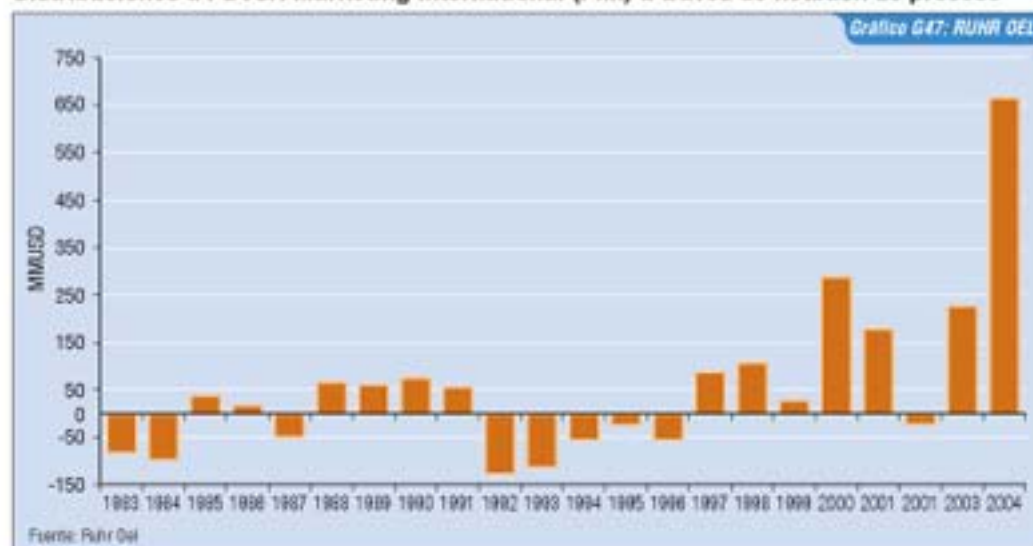
Nynäs: Esta filial no declaró ningún dividendo entre 1986 y 1992, año en que la empresa finlandesa Neste Öy (después Fortum, hoy Neste Oil) sustituyó a la firma sueca Axel Johnson como socio de PDVSA en la misma. A partir de entonces, Nynäs ha declarado un dividendo anual del 12,5% del valor de su patrimonio,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

Otras filiales de PDV Holding Inc.: Aparte de Citgo, PDV Holding Inc. es la matriz de PDV América, VPHI (matriz de PDV Midwest, antes Uno-Ven), PDV Chalmette (matriz de Chalmette Refining LLC) y PDV Sweeny/PDV Texas (matrices de Merrey-Sweeny LLC). En su conjunto, estas compañías han declarado un total de 833 millones de dólares en dividendos correspondientes a PDVSA entre 1998 y 2004 inclusive. El 74% de los dividendos totales que estas filiales han declarado han ingresado a Venezuela. En su

conjunto, estas compañías han sido responsables del 9,2 y 10,08% de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Ruhr Oel: Debido a la forma como está estructurada, esta filial no declara dividendos como tales. Sus retribuciones al patrimonio se hacen mediante el pago del netback de proceso a los accionistas. En el caso concreto de PDVSA, este netback se recibe sin que medie el pago de impuestos ya sea de Alemania o de los Países Bajos. El Gráfico G47 muestra el comportamiento en el tiempo de las distribuciones de Ruhr Oel a PDVSA. Como se puede apreciar, el negocio de Ruhr Oel fue muy modesto hasta fechas relativamente recientes.

Distribuciones a PDVSA Marketing International (PMI) a través de netback de proceso



Además, hasta el año de 1998 inclusive, el netback de proceso nunca llegó a Venezuela, sino que se retuvo en Curazao. No obstante lo anterior, y a pesar de que la capacidad del sistema de Ruhr Oel a disposición de PDVSA, es relativamente limitada a comparación con la de Citgo, por ejemplo, Ruhr Oel ha sido responsable del 30,3 y 48,4% de los dividendos o distribuciones declarados y de los dividendos/distribuciones repatriados, respectivamente, a lo largo de la historia del programa de internacionalización.

Comentarios

Desde 1983 y hasta 2004 inclusive, las filiales de PDVSA en el exterior han declarado o distribuido un total de 4,239 mil millones de dólares en ganancias y dividendos

correspondientes a PDVSA. De este monto, 83% (3,52 mil millones de dólares) se han declarado o distribuido durante la administración del Presidente Chávez. Sin embargo, debido a la forma en que se estructuraron los negocios internacionales de la corporación, el 33% de los dividendos y distribuciones acumulados (1,4 mil millones de dólares) jamás ingresó a Venezuela, y se recirculó hacia los negocios de PDVSA en el exterior.

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

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

Conclusiones: Plena Soberanía Petrolera versus Internacionalización

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

En realidad, la internacionalización siempre giró alrededor de un objetivo fiscal: reducir la carga impositiva de PDVSA, transfiriendo ganancias fuera de Venezuela e importando costos a Venezuela, para luego recircular los flujos generados a través de un complejo esquema basado en el endeudamiento externo y el uso de vehículos de ingeniería financiera domiciliados en paraísos fiscales, refractarios al escrutinio fiscal y accionario.

Es decir, la internacionalización no ha sido más que un mecanismo de transferencia de ganancias y de lavado de dinero, montado por la vieja meritocracia que dominó en el pasado a PDVSA a espaldas y en contra del Gobierno de la República. La falta de transparencia y la desinformación deliberada han sido siempre los sellos distintivos del programa, desde su comienzo mismo. En este sentido, no es casual que Humberto Calderón Bertí, Ministro de Energía y Minas en la administración copeyana de Luis Herrera Campins, declare tras la firma del convenio de asociación de Ruhr Oel que si él hubiera informado al Congreso venezolano de las negociaciones en torno a este convenio, PDVSA se hubiera rehusado a seguir adelante con él. En este sentido, vale la pena recordar también que Andrés Sosa Pietri admitió abiertamente en sus memorias que PDVSA había adquirido las terminales de Bahamas y Bonaire (a un costo muy elevado) con el propósito principal de evadir la cuota de producción OPEP de Venezuela. Del mismo modo, Sosa Pietri reconoció que no obstante que el gobierno de Carlos Andrés Pérez había dado su consentimiento a PDVSA de adquirir la totalidad de Citgo en el entendido explícito de que PDVSA llevaría su participación de regreso al 50 % tan pronto como fuera posible, PDVSA nunca tuvo la menor intención de respetar este acuerdo.

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

Para la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela una de las principales prioridades del Gobierno del Presidente Hugo Chávez, debe ser, con papel protagónico del Ministerio de Energía y Petróleo, eliminar los efectos negativos que sufre el Erario Público venezolano por causa del programa de internacionalización, principalmente a través del control fiscal de los precios de exportación (por vía del mecanismo de fórmulas públicas de precio para los crudos venezolanos de exportación). PDVSA terminará con los descuentos en los contratos de las filiales que controla al 100%, y buscará reestructurar los contratos de aquellas filiales que detenta en sociedad con otras compañías. En ningún caso se permitirá la venta del crudo venezolano por debajo del precio del mercado.

Asimismo, PDVSA identificará los activos que no sean medulares para su operación, y buscará su desincorporación al precio más ventajoso para su accionista, a quien remitirá los ingresos generados por la venta de activos. Por otro lado, reestructurará los pasivos de las filiales que

continúen formando parte de su sistema, de tal forma que no se maniate la libertad de acción del Gobierno de la República ni se comprometan por adelantado sus ingresos fiscales.

Finalmente, la asamblea nacional estima que PDVSA debe asegurar que sus filiales en el exterior remitan dividendos a Venezuela que sean cónsonos con la rentabilidad real de sus operaciones, para que éstos puedan ser utilizados en beneficio de los habitantes del país, que son los verdaderos dueños del petróleo que la meritocracia antinacional de la vieja PDVSA intentara apropiarse.





CAPÍTULO III

LAS ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS

El proyecto antinacional de la meritocracia avanzaba, a lo largo de los años 90, por tres vertientes: La Internacionalización, los Convenios Operativos y los Convenios de Asociación. En cuanto a estos últimos también nos concentraremos en los casos relevantes, relevantes en retrospectiva, así nos concentraremos en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Los cuatro Convenios de Asociación para el mejoramiento de Crudo Extrapesado de la Faja petrolífera del Orinoco, producen en estos momentos unos 660 mil barriles diarios de crudo extrapesado, lo que resulta en una producción de unos 600 mil barriles diarios de crudo mejorado.

Dos de ellas -las que hoy conocemos como Sincor y Petrozuata- fueron autorizadas por el Congreso Nacional en 1993; las otras dos -Ameriven y Cerro Negro- fueron autorizadas en 1997, todas las autorizaciones en el marco de lo establecido en el artículo 5to. de la LOREICH, que estaba vigente para la época.

En términos generales, observamos la misma tendencia: En lo económico, masivos sacrificios fiscales, 1% de regalía, 34% de Impuesto sobre La Renta, aplicando la tasa no petrolera, desde luego, siempre y cuando tuvieran ganancias contables lo que todavía no ha sido

en caso. Hasta ahora, sólo han pagado, sumas irrisorias. Finalmente y en el marco de la interpretación que la sentencia de la Corte Suprema de Justicia en 1990 hizo del artículo 5to. de la Loreich, en cuanto al "Control del Estado", meramente como un control jurídico en todas las Asociaciones, PDVSA tiene una participación accionaria minoritaria. Adicional a esto, a las Asociaciones autorizadas en 1997 pero no así en 1993, se les permite una "producción de desarrollo", es decir se les autoriza producir primero y por el tiempo que durara la construcción del mejorador -dos a tres años- de crudo extrapesado, no para mejorarlo, obviamente, sino para mezclarlo con crudos más livianos y vender esta mezcla, todo ello con bajísimo nivel impositivo.

La reducción de la regalía desde 16 2/3% a 1% se hizo mediante una interpretación a conveniencia del artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos de 1943, donde se establecían reducciones temporales de la regalía para proyectos en desarrollo, que por su grado de madurez así lo requiriesen. Se aplicó esta excepción contemplada en la Ley para proyectos maduros, en desarrollo, a unas Asociaciones, que todavía estaban formulados como proyectos. Por nueve años iba a durar la reducción de la regalía a 1%.

Hasta septiembre de 2004 los extraordinarios resultados financieros de estas Asociaciones les permitieron cancelar una deuda cercana a los 9 mil millones de dólares, en apenas cuatro años, y les permitió a las casas matrices de las compañías involucradas, reflejar dividendos extraordinarios.

El Ministerio de Energía y Petróleo propuso el restablecimiento de la tasa de regalía a 16 2/3% que establecía la Ley de 1943. Así el Presidente Hugo Chávez puso fin a esta tasa de 1% en el mismo mes de septiembre de 2004, restituyendo en estas Asociaciones el principio vulnerado de la propiedad del recurso y aumentando la recaudación fiscal en beneficio del pueblo de Venezuela. Cabe destacar que esta medida ha valido, más o menos, en el promedio y al nivel de los precios actuales, unos 2,5 millones de dólares diarios.

Esta medida, plenamente justificada desde el punto de vista legal y económico, ha sido aceptada por la mayoría de las compañías y sólo una de ellas amenazó con un arbitraje internacional, cosa que todavía no han notificado oficialmente a la República.

Las cuatro asociaciones, todas tienen sus problemas legales, sin olvidarnos de los Marcos de Condiciones que contienen las cláusulas escandalosas e inaceptables ya citados, según los cuales PDVSA tiene que ser un socio minoritario, aparte de dar una garantía de "estabilidad fiscal" para los 40 a 50 años que durarían (35 años desde el primer cargamento comercial de crudo mejorado, además de los años anteriores de desarrollo del proyecto y las posibles extensiones de otros cinco años en caso de aplicárseles cuotas OPEP).

Pero hay una asociación que merece la especial atención de la Asamblea Nacional, pues las extralimitaciones en este caso son de una naturaleza y de una magnitud que simplemente las pone en una categoría aparte. Es el caso de la asociación Sincor.

Sincor

En 1993 Maraven presentó dos Proyectos de Asociación para el Mejoramiento de Crudo Extrapesado proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco: Sincor y Petrozuata. En Sincor, el socio principal era la empresa TOTAL (47%); el segundo socio, en la actualidad, es STATOIL (15%); PDVSA tiene el restante 38%. En Petrozuata tenemos un solo socio, ConocoPhillips con 50.1% y PDVSA retiene el 49.9% restante.

Ahora bien, lo curioso es que cuando recientemente el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y PDVSA revisaron el caso de Sincor, en relación con las negociaciones planteadas para una posible expansión de la asociación, no encontraron en ninguna parte, ni para el caso de Sincor, ni para el caso de Petrozuata, unos documentos fundamentales como son: Los proyectos presentados en aquella oportunidad al Congreso Nacional, más precisamente, a la Comisión Bicameral de Energía y Minas; el Informe de esta Comisión al Congreso Nacional y la documentación del mismo Congreso.

En la Gaceta Oficial sólo se publicó, en todos los casos, el Marco de Condiciones, que contenía los aspectos jurídicos, pero no el Proyecto. Sin embargo, éste se publicaba normalmente en la Gaceta del Senado, y así se hizo en los casos de Ameriven y Cerro Negro, pero inexplicablemente no en los dos casos que nos ocupan.

Finalmente se encontró una copia del proyecto Maraven-Conoco y, también, una copia no firmada de aquel Informe de la Comisión. Finalmente también, la empresa TOTAL sí produjo copias del Informe y de unos papeles más que encontró en sus archivos en París, Francia, pero no del Proyecto que, ella insiste, no puede encontrar. Sin embargo, si se tiene copia del Proyecto Maraven-Conoco, y el Informe nos asegura que "los dos proyectos son casi idénticos siendo la única diferencia en el proyecto de Maraven-TOTAL, la instalación de un complejo de hidrosulfuración en Jose, en el estado Anzoátegui, con el objeto de producir un crudo mejorado de mejor calidad".

Ahora bien, estudiando esta documentación, el resultado es realmente sorprendente. En efecto, Maraven-TOTAL presentó en la época un proyecto para producir, aproximadamente, 114 mil barriles diarios de crudo extrapesado de 8° a 9° API, que se transformarían en 100 mil barriles diarios de crudo mejorado. Pues bien, la asociación Sincor está produciendo en estos momentos 210 mil barriles diarios, y planifica expandirla en el futuro cercano a 250 mil barriles diarios; el mejorador que construyó la asociación no tiene una capacidad de 100

mil barriles diarios, sino del doble, de 200 mil barriles diarios. Asimismo, según el Proyecto, se pidió la autorización para 250 Km² contentivos de 1,5 millones de barriles de reservas probadas, justamente lo suficiente para producir esos 114 mil barriles diarios por 35 años. Pues bien, la asociación Sincor tiene asignada ya un área de 321 Km², contentivas de 2,5 millones de barriles de reservas, además de contar con un área reservada de otros 170 km² que intenta incorporar, definitivamente, este año. Asimismo dispone del gas natural asociado a su sólo arbitrio, cuando no le corresponde.

Se desprende de lo anterior, que los asociados actuaron con el más profundo desprecio hacia las decisiones del Congreso Nacional, tomadas en sesión conjunta. ¿Qué más autoridad puede haber? Nada importaba. Como el Congreso Nacional les aprobó algún Proyecto, ellos se sentían libres de hacer lo que les complaciera. Entre los asociados, desde luego, estaba PDVSA, y todos estos abusos y exabruptos están plasmados en el Convenio de Asociación, además de contar con todos los permisos del caso por parte del Ministerio de Energía y Minas. Eran éstos los años más oscuros de la Apertura Petrolera.



CONCLUSIONES

Esta Asamblea Nacional estima que el Estado venezolano, en el ejercicio pleno de la Soberanía Petrolera y a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, debe tomar las medidas más obvias del caso; comenzando por establecer a las asociaciones el régimen fiscal petrolero, en lo que a regalía e Impuesto sobre la Renta se refiere, establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Además, les debe exigir a los asociados reducir el área a los 250 km² autorizados por el entonces Congreso Nacional.

Como ya se dijo, encontramos irregularidades en todos los casos, pero nada que se parezca el caso de Sincor. Las otras tres asociaciones -aunque todavía en estudio- han respetado por lo menos los volúmenes de producción acordados.

Esta Asamblea Nacional estima que el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo debe tomar medidas para hacer respetar por Sincor los volúmenes aprobados por el extinto Congreso Nacional, por ser vinculantes, llegando a arreglos ventajosos para la Nación, sin cuestionar la presencia de las empresas en nuestro país, ni que las mismas obtengan sus respectivas ganancias producto de sus inversiones. Lo que sí exigimos de manera irreducible es que esta participación se haga en el marco del respeto a nuestras leyes y a nuestra soberanía.

Pero hay otro punto de máximo interés, y es que en los dos Proyectos, Sincor y Petrozuata, presentados al Congreso Nacional, los asociados se comprometieron a la inyección cíclica de vapor; incrementándose así el factor de recobro de los yacimientos.

Ni la asociación Sincor, ni la asociación Petrozuata inyectaron vapor. Se limitaron a la producción más barata posible: La producción en frío. Con ella, el factor de recobro escasamente llega a 7%; en otras palabras, 93% del petróleo in situ se pierde, probablemente para siempre. En una visión transnacional, era hasta lógico decidir por la producción más económica, sacar todo el petróleo posible deteriorando los yacimientos. Ese ha sido el comportamiento tradicional de las transnacionales en los países productores. Pero que la vieja PDVSA se hubiese prestado para ello, demostraba el compromiso ideológico de la meritocracia, con la entrega de nuestros recursos naturales, demostraba el carácter absolutamente antinacional de su accionar; no en balde todos sus cuadros dirigentes provenían de los cuadros gerenciales de las propias transnacionales.

Aquella meritocracia le prometió a las Asociaciones más y más tierras, más y más reservas. La meritocracia, de hecho, por esta vía hasta desestimuló cualquier inversión destinada a la conservación de este recurso natural, no renovable y agotable que es el petróleo. Finalmente, en 1992 a Ameriven y Cerro Negro ni siquiera se les exigió inyectar vapor:

Así, las cuatro asociaciones producen en frío, con un factor de recobro del orden de apenas 7%. Ahora bien, al país entero se le informó desde hace muchos años, que las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco ascienden a unos 267 millones de barriles. Esta estimación parte de dos supuestos: Primero, que el petróleo in situ asciende a 1,2 millones de barriles y segundo, que se le puede aplicar un factor de recobro de 22%. A los escasos 7% que estamos observando en este momento en la Faja Petrolífera del Orinoco, el resultado es que nuestras reservas se reducen a 84 millones de barriles si no actuamos de inmediato.

La Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, como depositaria de la soberanía nacional en esta materia, concluye que el Estado venezolano no debe tolerar más la explotación rapaz de la cual está siendo objeto la Faja Petrolífera del Orinoco en este momento. A todas las compañías operando en ella, se les debe exigir incrementar, de manera inmediata y significativa, el factor de recobro.

Se exigirá, pues, que al recurso natural se le trate con la consideración y el cuidado del caso; que se respeten las reglas de una política conservacionista del recurso natural que incluso es objeto de preocupación a nivel mundial. ¡No se autorizará un área más de la Faja Petrolífera del Orinoco para aquellas compañías que no cumplan con la disposición de preservar y administrar nuestros recursos!

La Asamblea Nacional solicita al Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio del Poder

Popular para la Energía y Petróleo, la elaboración de un instrumento legal que le permita a esta y a las futuras generaciones de venezolanos y venezolanas la garantía plena de una explotación soberana y racional de la Faja Petrolífera del Orinoco.

De igual manera, la Asamblea Nacional insta al Ejecutivo Nacional a revocar cualquier acuerdo que prohíba que la República Bolivariana de Venezuela controle las operaciones en la Faja del Orinoco, por lo que acompañará al Ejecutivo Nacional en el campo jurídico y político, para garantizar una participación mayoritaria de los venezolanos y venezolanas en el negocio de la Faja Petrolífera del Orinoco.



DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD POLÍTICA

La Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, a través de la Comisión Especial que investigó las irregularidades detectadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, cometidas en la formulación, celebración y ejecución de los Convenios Operativos, Asociaciones Estratégicas y Negocios de Internacionalización, pudo verificar la actitud antinacional, contraria al interés social de la República, genuflexa ante los grupos e intereses económicos transnacionales, de quienes condujeron la política petrolera venezolana durante la década de los años ochenta y noventa, mejor conocida como el período de la “Apertura Petrolera”.

Esta clase política y gerencial, autodenominada “meritocrática”, violentó el espíritu de la nacionalización de nuestra industria petrolera realizada el 1 de enero de 1976, cuando se reservó al Estado la potestad de explorar, extraer y comercializar la riqueza petrolera existente en nuestros yacimientos.

Actuaron concertadamente para adelantar una política petrolera que condenaba a la República a perder progresivamente, en el mediano y largo plazo, soberanía sobre el negocio petrolero. Tal actitud, reñida con los altos intereses de la Patria, convirtió a PDVSA en un ente divorciado de los propósitos del desarrollo económico-social, dado que la condenaba a aportar cada vez menos recursos al Estado, negándole al pueblo venezolano, como dueño del recurso natural, la remuneración que históricamente le corresponde por

concepto de Regalía e impuesto sobre la renta y tener menor control sobre los niveles de reservas y producción.

Al aprobar e implementar los Convenios Operativos, adelantaron un proceso de Privatización de nuestra industria petrolera, al desnacionalizar y globalizar este recurso natural mediante procedimientos ilegales.

En relación con el proceso de Internacionalización, éste giró alrededor de un objetivo fiscal: Reducir la carga impositiva de PDVSA, transfiriendo sus ganancias fuera de Venezuela e importando los costos a nuestro país y así recircular los flujos generados a través de un complejo esquema basado en el endeudamiento externo y el uso de vehículos de ingeniería financiera domiciliados en paraísos fiscales, refractarios al escrutinio fiscal y accionario.

La Internacionalización fue un mecanismo de Transferencia de Ganancias y de Lavado de Dinero, montado por la "meritocracia" que dominó en el pasado a PDVSA, a espaldas y en contra de los sagrados intereses de nuestro pueblo.

De igual manera, los responsables de la política petrolera y conductores de PDVSA, al adelantar el proceso de Asociaciones Estratégicas para explorar y producir petróleo en nuestra Faja del Orinoco, montaron un tinglado antinacional que nos condenó en el corto plazo a perder el control mayoritario de tales Asociaciones y producir gravísimos daños en materia de recuperación y mantenimiento de las reservas ahí existentes. Se registra una actuación por parte de aquella clase dirigente-entreguista, con un profundo desprecio a las decisiones tomadas en sesión conjunta por el entonces Congreso Nacional, en relación con los límites autorizados para área de exploración, explotación y producción.

La Apertura Petrolera debe quedar registrada en la Conciencia Nacional, como un episodio oscuro, de entrega descarada por los viejos meritocráticos al poder transnacional, postura perversa que traicionó al pueblo venezolano que alguna vez confió en ellos para dirigir las políticas públicas que nos condujeran a mayores niveles de bienestar colectivo.

Si bien es cierto que el Gobierno Bolivariano que preside el Comandante Hugo Chávez Frías ha denunciado y revertido tal proceso desnacionalizador, en claro apego a la Constitución y las leyes que rigen la materia y con respeto por nuestro pueblo, es importante que se registre en la memoria histórica de nuestro país este documento de la Representación Popular, para que las actuales y futuras generaciones de venezolanas y venezolanos conozcan y reconozcan la historia de lo ocurrido y sus responsables.

En consecuencia, la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, en representación del noble pueblo venezolano y en apego a la competencia establecida

en el artículo 222 de la Constitución Nacional, *declara la responsabilidad política de todos los funcionarios públicos o funcionarios públicas que formularon, celebraron y ejecutaron los Convenios Operativos, las Asociaciones Estratégicas y los Negocios de Internacionalización durante la década de los años ochenta y noventa, particularmente a la directiva de PDVSA del período 1994-1999, presidida por el ciudadano Luis Giusti, y solicita al Poder Ciudadano de la República que intente todas las acciones políticas, administrativas y penales a que haya lugar para sancionar y castigar a los responsables.*

Con la presentación de este Informe la Comisión Especial cumple con el mandato impuesto por la Plenaria de la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela y coloca a la disposición de la Asamblea Nacional toda la documentación recabada por esta Comisión que sirvió de soporte a la elaboración de este Informe, a los efectos de su archivo histórico, en Caracas, a los veintinueve días del mes de marzo de dos mil seis.

Rodrigo Cabeza, **Presidente**; Ángel Rodríguez, **Vicepresidente**; José Salamat Khan, Desirée Santos Amaral, Denis Peraza, Juan Carlos Dugarte, Mario Isea Bohórquez, Lisandro Cabello, Imad Saab Saab, Juan José Molina, Hugo Márquez y José Amado Poyo.

