



COLEGIO DE MEXICO

CENTRO DE ESTUDIOS INTERNACIONALES

**EL PROGRAMA VENEZOLANO DE
INTERNACIONALIZACION:
UN ANALISIS CRITICO.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
LICENCIADO EN ADMINISTRACION
PUBLICA**

P R E S E N T A:

JUAN CARLOS BOUE MORENO

Agradecimientos:

Deseo expresar mi gratitud a todos aquellos cuya colaboración fue decisiva para que el autor pudiera llevar a feliz término este estudio, en circunstancias poco ortodoxas: Enrique Cabrero, Paul Horsnell, Robert Mabro, Bernard Mommer, José Luis González, Raúl Manzo, Carlos Riveroll y Jorge Schiavon. En el plano intelectual, manifiesto mi deuda con quienes me empujaron por la senda del petróleo, y me enseñaron buena parte de cuanto sé ahora acerca de este tema: Pedro Haas, Robert Mabro, Paul Horsnell y Miguel Bueno. Sin su aportación, este trabajo no hubiera sido posible. Desde luego, ellos no tienen nada que ver con las fallas del trabajo, las cuales son responsabilidad exclusiva del autor.

No puedo agradecer suficientemente a mis padres por todo cuanto me han dado a lo largo de mi vida, así que ni lo intentaré. En lugar de eso, les dedico este trabajo, cuyo progreso - o más bien estancamiento - ha sido la causa de tanto desasosiego para ellos desde 1990. Este trabajo también está dedicado, muy especialmente, a Miguel Moreno Sánchez.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
1 PANORAMA HISTÓRICO DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL MERCADO PETROLERO	11
1.1 El legado histórico de las Siete Hermanas, y su relación con las nuevas estructuras del mercado petrolero mundial	12
1.2 Repercusiones de la evolución reciente de los mercados internacionales de capital sobre las prácticas de integración vertical de la industria petrolera	18
1.3 Conclusiones	23
2 LOS INTERESES DE REFINACIÓN DE PdVSA EN EL EXTERIOR DE VENEZUELA	33
2.1 Ruhr Öl GmbH.	33
2.2 Refinería Isla (Curazao) S.A.	32
2.3 AB Nynäs Petroleum	34
2.4 Citgo Petroleum Corporation	34
2.5 Champlin Refining Company	36
2.6 Citgo Asphalt Refining Company	36
2.7 The Uno-Ven Corporation	37
2.8 Lyondell-Citgo Refining Company	38
Anexo 1: Principales características de las refinerías extranjeras de PdVSA (1994)	45

3 INTEGRACIÓN Y FALLAS VERTICALES EN EL MERCADO PETROLERO	47
3.1 El problema del monopolio bilateral en el mercado de crudos pesados	48
3.2 Protección contra el poder de mercado de los compradores de crudos venezolanos: aprovechamiento del poder de mercado de PdVSA	66
3.3 Disuasión estratégica de competidores potenciales	72
3.4 La creación de nuevos mercados para crudos venezolanos	74
3.5 Conclusiones	85
Anexo 2: Comparación de las carteras de clientes contractuales de PEMEX y PdVSA	93
Anexo 3: Diseño de una fórmula de precios	94
Anexo 4: Importaciones de crudo de las refinerías de PdVSA en el exterior de Venezuela	95
4 LOS ARGUMENTOS PRO-INTEGRACIÓN DE PdVSA	103
4.1 Reducción de la volatilidad de los ingresos petroleros	104
4.2 La seguridad de colocación del crudo venezolano	108
4.3 La captura de beneficios en diversos segmentos de la cadena industrial del petróleo	119
Anexo 5: Rendimientos y ecuaciones utilizados para el cálculo de márgenes de refinación de crudos seleccionados en Houston y Chicago	135
Anexo 6: Análisis comparativo de las operaciones de ventas al detal de gasolina de las compañías petroleras integradas más importante de los Estados Unidos	137

5 CONCLUSIONES: LOS MOTIVOS POLÍTICOS DE LA INTERNACIONALIZACIÓN	139
5.1 El gobierno venezolano y la autonomía financiera y gerencial de PdVSA	141
5.2 Génesis de la internacionalización: la crisis fiscal del estado venezolano y la erosión de la autonomía empresarial de PdVSA	144
5.3 La internacionalización y la modificación del marco informal de convivencia de PdVSA y el gobierno venezolano	149
Anexo 7: Valor fiscal de las ventas de crudo de PdVSA	169
Anexo 8: Evolución de la composición de los activos de PdVSA	170
Anexo 9: Análisis de la rentabilidad real y esperada de proyectos de ITTE en países en desarrollo y de la competitividad de los mega-proyectos venezolanos de acero y aluminio	171
BIBLIOGRAFÍA	173

CUADROS

Cuadro sinóptico de la evolución del programa de internacionalización de Petróleos de Venezuela (1983-1995)	44
---	----

TABLAS

T3.1.1 Promedio ponderado de azufre y gravedad de las exportaciones de PdVSA a EU	56
T3.2.1 Contratos de suministro de PdVSA	68
T4.1.1 Citgo. Comportamiento de variables financieras seleccionadas (1986-1994)	107
T4.2.1 Cuantificación mensual del costo de un mecanismo de valoración hipotético (PdVSA-Lyondell), 1990-1992	114
T4.2.2 Precio promedio (CIF) de los suministros de crudo de Citgo (1989-1993)	115
T4.3.1 Aumentos porcentuales de productividad (volumen de ventas/número de gasolineras) en la comercialización de gasolina de empresas seleccionadas. Base: 1986.	125
T4.3.2 Aumento porcentual de productividad (volumen de ventas/número de gasolineras) en la comercialización de gasolina de ARCO. Base: 1988.	125
T4.3.3 Organización de la función de distribución de gasolina de empresas petroleras seleccionadas en EU (1994)	126

Gráficas

G3.1.1 Representación esquemática de las preferencias de insumos de un refinador	50
G3.1.2 Representación esquemática del mercado de crudo	51
G3.1.3 PdVSA. Producción de crudo por tipo (1976-1993)	53
G3.1.4 PdVSA. Exportación de crudo por tipo (1976-1993)	54
G3.1.5 PdVSA. Exportaciones de crudo ligero (25° + API) a EU (1987-1993)	56
G3.1.6 Producción mensual de asfalto en EU (1989-1993)	57
G3.4.1 Representación esquemática del efecto de un incremento en la capacidad de conversión en el mercado de crudo pesado	80
G4.2.1 Diferencial de precios de crudos seleccionados (1992-1993)	115
G4.2.2 Diferencial de rendimientos netos de crudos seleccionados en configuración coquización/FCC/alquilación, Chicago (1992-1993)	116
G4.2.3 Citgo Asphalt Savannah. Importaciones de Boscán como proporción de:	117
G4.3.1 Representación esquemática de la integración vertical en la industria petrolera	120
G4.3.2 Condiciones económicas en el mercado mundial de buques tanque (1973-1993)	121
G4.3.3 Evolución del mercado de gasolina de EU (1986-1993)	123
G4.3.4 Ventas de gasolina de las majors como proporción de las ventas totales de gasolinas en EU (1986-1993)	124
G5.3.1 Composición de los activos de Citgo (1986-1994)	155

Abreviaturas

AD	Acción Democrática
ADNOC	Abu Dhabi National Oil Company
AGROPET	Agrupación de Orientación Petrolera
ALCASA	Aluminio del Caroní S.A.
ANS	Alaskan North Slope
API	American Petroleum Institute
BCF	Bolívar Coastal Field
CEPET	Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales
CIF	Cost. Insurance and Freight
COPEI	Comité de Organización Política Electoral Independiente
CORDIPLAN	Ministerio de planeación
CVG	Corporación Venezolana de Guayana
CVP	Corporación Venezolana de Petróleo
DOE	Department of Energy
EIA	Energy Information Agency
FCC	Fluid Catalytic Cracking
FOB	Free on Board
IEA	International Energy Agency
INTEVEP	Instituto Venezolano del Petróleo
IPE	International Petroleum Exchange
ITIE	Industria de la Transformación Intensiva en Energía
KPI	Kuwait Petroleum Investments
KPC	Kuwait Petroleum Company
LLS	Louisiana Light Sweet
LNG	Liquid Natural Gas
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MMBD	Millones de Barriles Diarios
MMUSD	Millones de Dólares
MTBE	Metil Terbutil Éter
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OCDE	Véase OECD
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
NYMEX	New York Mercantile Exchange
PdVSA	Petróleos de Venezuela S.A.
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productos Intensivos en Energía
SIDOR	Siderúrgica del Orinoco
SIMEX	Singapore International Monetary Exchange
USGC	US Gulf Coast
VENALUM	Venezolana de Aluminio
WTI	West Texas Intermediate
WTS	West Texas Sour

INTRODUCCIÓN

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

Juan Bautista Muñoz, *Historia del Nuevo Mundo*

La ley por efecto de la cual se nacionalizaron los activos de todas las empresas petroleras (nacionales y extranjeras) que operaban en Venezuela creó una de las compañías petroleras más grandes del mundo: Petróleos de Venezuela S.A. (PdVSA). En 1976, a la hora de su nacimiento, la flamante paraestatal tenía en su haber cientos de campos petrolíferos productivos (entre los cuales había más de cuarenta con reservas comprobadas superiores a los cien millones de barriles, y once con una producción acumulada de más de quinientos millones de barriles), así como un sistema de refinación compuesto por doce refinérfas, cuya capacidad combinada de destilación atmosférica rebasaba los 1.4 millones de barriles por día (MMBD). Sin embargo, para desgracia de PdVSA, la calidad de su herencia no era de ninguna manera comparable al tamaño de la misma. Por un lado, a partir de 1970 (año en el cual la extracción de crudo en Venezuela impuso una marca que a la fecha no ha sido superada), el sector *upstream*¹ venezolano entró en una fase de declinación, cuya manifestación más evidente eran cifras de producción que disminuían año con año. Por el otro lado, el sistema venezolano de refinación era totalmente inadecuado para responder a las necesidades de los mercados doméstico e internacional de petrolíferos, debido a que había sido diseñado para producir grandes cantidades de un producto - combustible residual de alto azufre - cuya demanda se redujo irreversiblemente a principios de la década de los años setenta.

No obstante estos comienzos poco auspiciosos, PdVSA ha logrado convertirse en el prototipo del éxito empresarial en la categoría de corporaciones petroleras paraestatales,² merced a una serie de impresionantes logros. Entre estos se cuentan la radical transformación del sistema venezolano de refinación en un sistema de alta conversión³, la reversión del declive en la capacidad de producción de crudo del país, la transformación de la petroquímica venezolana en una actividad económica rentable, y exitosas incursiones en actividades tan diversas como la explotación de los recursos carboníferos venezolanos, la producción de fertilizantes y el desarrollo y producción de combustibles derivados de bitúmenes naturales. Pero aunque la realización de solo una de estas tareas hubiera sido difícil para cualquier otra compañía petrolera del mundo, ninguna de las facetas de la gestión empresarial de PdVSA ha despertado tanto interés (incluso en círculos opuestos en principio a la existencia de compañías estatales⁴) como el así llamado "programa de internacionalización" de la compañía. Mediante este programa, que involucra la adquisición de activos de refinación, comercialización y almacenamiento en el exterior de Venezuela, PdVSA ha conformado un extenso emporio de refinación compuesto por 16 refinérfas localizadas en Estados Unidos, Alemania, Suecia,

2 El programa venezolano de internacionalización. Un análisis crítico.

Bélgica, el Reino Unido y las Antillas Holandesas, y ha logrado establecer una importante presencia en los sectores petroleros de los primeros cinco de estos países (los cuales se cuentan entre los consumidores de petróleo más importantes del mundo).

Una de las razones por las que este programa tiene un perfil internacional tan alto indudablemente radica en el hecho de que PdVSA no ha sido la única compañía que ha instrumentado una estrategia de integración vertical allende sus fronteras nacionales. Por el contrario, las paraestatales de otros países exportadores de petróleo - en concreto Arabia Saudita, Kuwait, México, Abu Dhabi, Noruega y Libia - también han seguido la senda de la integración vertical extra-territorial (si bien ninguno de los programas de integración vertical de estas compañías puede equipararse, en cuanto a su magnitud, con el programa de internacionalización venezolano). El hecho de que los gobiernos de todos estos países (en los cuales se encuentran más del 60 por ciento de las reservas mundiales comprobadas de petróleo crudo) hayan convertido a la integración vertical internacional en un componente clave de su política petrolera de manera más o menos contemporánea, ha contribuido a fomentar la idea de que las inversiones en activos de refinación de PdVSA, Saudi Aramco, KPI, ADNOC, PEMEX, Statoil y Oilinvest fuera de sus respectivos países de origen son la punta de lanza de un fenómeno de dimensiones y alcance globales. De allí el nombre con el que coloquialmente se ha designado a la expansión *downstream* de las compañías petroleras paraestatales: la "reintegración vertical de la industria petrolera".

Ahora bien, en la actualidad, las paraestatales de los grandes países exportadores de petróleo poseen menos del 5 por ciento de la capacidad instalada de destilación de la OCDE. Esto quiere decir que el grado de control que estas paraestatales tienen sobre el negocio de la refinación en los países más industrializados es muy inferior al que se daba casi por descontado en muchos círculos de la industria hace apenas unos años⁵, y francamente despreciable en comparación con el que llegaron a tener las Siete Hermanas en el apogeo de su poderío. Pero no obstante lo anterior, no son pocos los analistas que han insistido en ver a la integración vertical internacional de estas compañías como un fenómeno cuya influencia sobre el futuro del mercado petrolero internacional podría resultar decisiva, comparable la que han ejercido acontecimientos tan dispares como la aparición de mercados *spot* y de papel (*forwards*)⁶ para ciertos crudos - Brent, WTI, Dubai y ANS - y la consolidación subsecuente de estos mercados como centros de formación y descubrimiento de precios para la vasta mayoría del volumen de crudo que se mueve a través del comercio internacional; o el surgimiento - en respuesta a las apremiantes necesidades de administración de riesgos de la industria petrolera internacional - de los diversos mercados de futuros de petróleo⁷, o incluso la difusión cada vez mayor en el medio petrolero de instrumentos financieros derivados (*derivatives*)⁸. Ahora bien, todos y cada uno de estos acontecimientos han revolucionado el funcionamiento de la industria petrolera de una manera que hubiera sido impensable hace tan sólo quince años, cuando la OPEP todavía daba la impresión de estar firmemente en control de

los destinos del mercado. Por lo mismo, resulta paradójico constatar que un asunto que supuestamente está revestido de una trascendencia similar no ha generado casi ningún interés en los círculos académicos que se ocupan de temas petroleros. Es indudable que la literatura académica reciente sobre el funcionamiento del mercado petrolero no es muy abundante de por sí, pero la escasez de reflexión acerca de este particular resulta chocante, sobre todo si se tiene en cuenta que la integración vertical siempre ha sido una preocupación central de la economía industrial del petróleo.⁹

Casi la totalidad de la literatura que ha abordado el tema de la reintegración de la industria petrolera existe bajo la forma de artículos periodísticos en publicaciones especializadas en petróleo. Esto no tendría por qué ser un motivo especial de desasosiego o preocupación para el estudioso del mercado petrolero, si no fuera porque las exigencias de la tarea periodística son muy distintas a las de las ciencias sociales:

las publicaciones especializadas son una fuente primordial de información y noticias acerca de los mercados petroleros . . . [que] no puede pasarse por alto [en el curso de una investigación], debido a la escasez de información de otra naturaleza . . . [Sin embargo] su uso requiere precaución y facultades críticas en partes iguales . . . Siempre debe recordarse que la preocupación principal de los periodistas son las noticias, y no la exactitud de los datos de un archivo. [Los periodistas] no necesariamente revisan hechos, cifras o noticias publicados el día de ayer si descubren el día de hoy que eran erróneos. La afirmación o estadística de ayer no es noticia hoy. Este hecho puede traer problemas para el investigador que sólo puede recurrir a las ediciones pasadas de publicaciones especializadas para conseguir su información (Horsnell y Mabro, 1993, pp. 6-7).

En el transcurso de una revisión cuidadosa de la literatura relacionada con la reintegración de la industria petrolera, he tenido ocasión de comprobar lo acertado de estas advertencias. Mi impresión, tras haber leído centenares de páginas dedicadas al asunto, es que muchas de las conclusiones más difundidas en torno a las causas y a las bondades de la "reintegración vertical de la industria" carecen de fundamentos, y sólo pueden ser calificadas de apreciaciones erróneas o - en el mejor de los casos - burdas simplificaciones de una realidad mucho más compleja. Fue por ello que decidí emprender este trabajo, uno de cuyos fines es responder satisfactoriamente a una pregunta que nace a los esfuerzos de integración de todas estas compañías: ¿cuál es el significado verdadero del restablecimiento aparente de los vínculos que existían entre los sectores de exploración, producción, y refinación de petróleo a escala global hasta antes de que ocurriera la expropiación total o parcial de los intereses petroleros extranjeros por parte de los gobiernos de los países más importantes de la OPEP?

En mi opinión, el fenómeno de la reintegración no ha dado pie a análisis económicos o políticos fructíferos porque se le ha abordado erróneamente. El punto de partida de quienes han tocado el tema ha sido un supuesto - forjado durante los años en que las Siete Hermanas proyectaron su inmensa sombra sobre el panorama petrolero internacional - que considera que, debido a ciertas características intrínsecas a las actividades petroleras¹⁰, existen estructuras organizacionales y modos de operación (en particular el "gigantismo" de las

empresas petroleras y su tendencia a estar verticalmente integradas) que son de alguna manera "inevitables" para la industria. Vista a través de esta lente, la integración vertical de las paraestatales con grandes excedentes exportables de crudo se revela como un "retorno al origen", mediante el cual la industria petrolera *en su conjunto* lentamente está retomando su forma "natural" (caracterizada por la íntima unión entre las distintas etapas de las que consta el proceso de industrialización del petróleo), la cual fuera adulterada por las nacionalizaciones de los yacimientos petroleros en los grandes países de la OPEP durante la década de los años setenta. No es muy difícil comprender cómo esta explicación puede generar la complacencia académica a la que se ha hecho alusión anteriormente: si la reintegración es simplemente un intento de reproducir una estructura institucional cuya bondad está más allá de toda duda, se antoja lícito cuestionar qué posible utilidad puede tener analizarla a fondo.¹¹ Sin embargo, es evidente que la postura de quienes sostienen la teoría del retorno al origen es a tal grado contradictoria que, lejos de justificar la apatía de los investigadores, debería haber invitado al examen crítico de las premisas y promesas de la reintegración. ¿Por qué? Pues porque los defensores de esta teoría están tan dispuestos como cualquiera a reconocer que el mercado petrolero de hoy es radicalmente distinto al de los años previos a 1973 pero, al mismo tiempo, insisten que toda compañía petrolera que aspire al éxito debe procurar replicar, en la medida de sus posibilidades, el esquema organizacional que constituía la regla en el medio petrolero antes del *shock* de 1979-80.¹²

Algunos teóricos de la gestión empresarial, ajenos a la dogmática petrolera, han señalado que esta visión de la integración vertical no hace mayor sentido ya que, por ejemplo, la existencia de un mercado de crudo muy activo y líquido permite que aquellas empresas que sólo compiten en el ramo de producción disfruten de un acceso de mercado comparable al de las empresas integradas. Críticos como Copeland, Koller y Murrin (1991) han advertido que una estrategia de integración vertical puede no redituar ventaja competitiva alguna a la compañía que la instrumente e inclusive puede convertirse en un instrumento de destrucción del valor del patrimonio de los accionistas de la empresa (debido a sus muy altos costos). Pero no obstante la existencia de este tipo de cuestionamientos, quienes sostienen la idea de la reintegración como un retorno deseable al origen no se han tomado la molestia de fundamentar su aseveración de que, bajo las condiciones que imperan en el mercado petrolero internacional *en la actualidad*, una operación integrada - en comparación a una operación segmentada - es más atractiva para las paraestatales con excedentes exportables de crudo. Este trabajo buscará subsanar esta deficiencia, haciendo referencia al caso de la paraestatal que ha perseguido con más avidez la meta de la integración vertical extra-territorial: PdVSA. Ahora bien, la decisión de estudiar el caso particular de esta compañía fue motivada solamente en parte por el hecho de que es la paraestatal que más refinerías ha comprado. En esta elección mucho tuvo que ver el hecho de que es una de las pocas paraestatales que publica reportes financieros auditados detallados y confiables (PdVSA (a)). Estos reportes, junto con los

reportes anuales que PdVSA tiene que entregar al *Securities Exchange Commission* en su calidad de emisor de deuda cotizada en bolsa y los anuarios estadísticos de la compañía (PdVSA (b) y PdVSA (c), respectivamente), los reportes anuales de Citgo Petroleum Corporation, Veba Öl GmbH, y AB Nynäs Petroleum, y los anuarios estadísticos del Ministerio de Energía y Minas de Venezuela (MEM), representan una fuente de información muy completa, superior a la disponible sobre cualquiera de las otras compañías. El hecho de que la gran mayoría de las exportaciones venezolanas de crudo y productos se dirigen a los Estados Unidos también resulta de gran utilidad, ya que el American Petroleum Institute publica reportes mensuales en los cuales se desglosan todas las importaciones petroleras de este país, cargamento por cargamento, compañía por compañía.

Este trabajo está dividido en cinco capítulos. En el primero de ellos se hace una breve exposición de las razones por las cuales las grandes compañías integradas dominaron el mercado petrolero internacional por espacio de varias décadas. A continuación, se sitúa a la integración vertical en el contexto de las tendencias recientes tanto de este mercado como de los grandes mercados internacionales de capital. Mediante este par de ejercicios se busca rescatar a la integración vertical de su pasado para demostrar, por un lado, que las ventajas de una operación integrada para una compañía excedentaria en crudo de ninguna manera son tan claras como muchos gurúes del mercado petrolero pretenderían hacer creer¹³ y por el otro, que el abordar el problema de la reintegración vertical desde una perspectiva que ignore la especificidad de cada una de las compañías que han decidido integrarse internacionalmente carece de sentido. La principal conclusión de este capítulo es que el verdadero interés de los programas de integración de las grandes paraestatales petroleras radica en lo que revelan acerca de la situación política concreta de cada una de las empresas paraestatales que los han instrumentado, en particular en lo que se refiere a sus relaciones con el aparato gubernamental y estatal de su país, y no tanto en su supuesto efecto colectivo sobre el mercado petrolero internacional.

El segundo capítulo tiene por objetivo principal familiarizar al lector tanto con las características de las refinerías de PdVSA en el exterior de Venezuela, como con las circunstancias que acompañaron a la adquisición de cada una. En este capítulo se ponen de relieve los rasgos comunes que tienen entre sí las distintas partes del extenso sistema internacional de PdVSA ya que, como se verá en capítulos subsecuentes, es mediante el análisis de estos rasgos que se puede identificar cuál es la verdadera lógica detrás del programa.

En el tercer capítulo, mediante un enfoque basado en la economía de los costos de transacción, se aborda la cuestión de cuáles son las situaciones que pueden dar pie a que una empresa se integre verticalmente. La economía de los costos de transacción, en palabras de Oliver Williamson, "plantea la cuestión de la organización económica como un problema de contratación". Este planteamiento busca aclarar la siguiente cuestión: "[d]ebe realizarse una tarea particular, la cual puede organizarse en varias formas alternativas. A cada una de ellas

se asocia un mecanismo implícito o explícito de contrato y apoyo. ¿Cuáles con los costos?" (Williamson, 1989, p. 30). Según este autor, el enfoque transaccionista

intenta identificar una serie de *factores ambientales* que . . . explican las circunstancias bajo las cuales resultará costoso redactar, poner en ejecución y hacer respetar complejos contratos de condiciones contingentes. Al enfrentarse a tales dificultades y considerando los riesgos que plantean los contratos sencillos (o incompletos) de condiciones contingentes, la empresa puede decidir evitar el mercado y recurrir a los modos jerárquicos de organización [como la integración vertical]. Por lo tanto, las transacciones que de otro modo podrían manejarse en el mercado se llevan a cabo internamente, regidas en cambio por procesos administrativos (Williamson, 1991, p. 25; cursivas en el original).

Ahora bien, Williamson y otros economistas industriales consideran que la integración es una estrategia competitiva sensata para muchas empresas porque:

- 1) puede aminorar los efectos negativos derivados de la existencia de un monopolio bilateral en el mercado de un producto o insumo.
- 2) puede proteger a estas empresas del poder de mercado de firmas que ocupan etapas adyacentes en el proceso de producción, si éste es excesivo:
- 3) puede permitir que una empresa proyecte su propio poder de mercado (es decir, que ejerza la discriminación de precios entre los diversos segmentos de los que consta su universo de clientes).
- 4) puede servir para que una empresa practique la disuasión estratégica, mediante la colocación de barreras que incrementen el costo de entrada a su mercado y limiten la competencia potencial de otras firmas.
- 5) puede servir para que una empresa desarrolle un mercado o un nicho de mercado que apenas esté en gestación.

En este capítulo mostraré la relevancia que pueden tener estas fallas de mercado para entender al programa de internacionalización de PdVSA (en el contexto de las características específicas del *upstream* venezolano). Pero creo necesario adelantar algunas importantes conclusiones del capítulo. La primera es que el mercado para la gran mayoría de los crudos venezolanos se caracteriza por ser poco eficiente, y muy propenso a fomentar el comportamiento oportunista (en otras palabras, las características transaccionales de este mercado son tales que el que PdVSA haya recurrido a la integración vertical se antoja como algo eminentemente sensato). La segunda conclusión, sin embargo, es que es algunos otros componentes de la estrategia comercial de PdVSA (componentes que complementan a la internacionalización) tienden a *exacerbar* las fallas verticales en el mercado de crudos venezolanos. Como resulta difícil concebir que los funcionarios de PdVSA no hayan visto que la internacionalización y las otras partes de la política comercial venezolana son totalmente contradictorias, debemos derivar una tercera conclusión, por demás paradójica; a saber: las fallas verticales de mercado no figuran entre los motivos que han impulsado a la internacionalización, *con todo y la enorme ineficiencia que caracteriza al mercado para los crudos venezolanos*.

Existe una vertiente en la literatura de administración de empresas que considera que la integración vertical no solamente debe considerarse como un remedio para diversas fallas de mercado. De acuerdo a quienes abrazan este punto de vista (que en tiempos

no muy lejanos fue muy socorrido para defender a los conglomerados), la integración vertical es una estrategia que puede utilizarse proactivamente para fortalecer la posición competitiva de una compañía y aumentar el valor agregado de sus operaciones - sobre todo mediante la identificación y explotación de "sinergias" entre actividades de distinta naturaleza -, independientemente del grado de contestabilidad o de competencia que prive en los mercados en que participa. Entre los argumentos más caros a los ojos de estos sujetos - argumentos que los cuadros gerenciales de PdVSA parecen compartir sin reservas - se pueden distinguir los siguientes:

- 1) La integración vertical es un buen medio para que una empresa reduzca la volatilidad de sus ganancias.
- 2) La integración vertical permite a una compañía tener destinos seguros para sus productos o fuentes seguras para sus insumos, con lo cual se elimina la posibilidad de que otras firmas compitan deslealmente en su contra; además, aísla a la compañía de problemas de ajuste causados por desbalances de corta duración en sus mercados de insumos o productos intermedios y reduce su vulnerabilidad en momentos desfavorables del ciclo económico de la industria.
- 3) La integración vertical permite a una empresa capturar los beneficios económicos presentes en las diversas etapas del proceso industrial.

En el capítulo cuarto me ocuparé del examen de cada uno de estos argumentos, y demostraré que estas razones son insuficientes para justificar una política de integración vertical, porque las ineficiencias y costos que ésta trae aparejada casi siempre excederán en magnitud a las supuestas sinergias que puedan derivarse de la conglomeración de actividades. Pero en este capítulo se verá también que, no obstante que los argumentos "conglomeracionistas" resultan muy poco satisfactorios, los venezolanos los han convertido en la piedra de toque del programa de internacionalización. ¿Cómo explicar esto?

Esta pregunta subyace el siguiente - y último - capítulo de la tesis. En este capítulo, nos atenderemos a la recomendación de Giandomenico Majone en el sentido de que, "cuando se analizan decisiones de políticas públicas . . . es útil distinguir entre el procedimiento por el cual se llegó a cierta conclusión . . . y el proceso por el cual esta conclusión puede justificarse" (1989, p. 29). Según Majone, este curso de acción se justifica porque "la forma en que se llegó a una conclusión [en este caso, la conclusión es una política pública] no siempre basta para saber si esta conclusión es de hecho razonable o justificable. *Por ejemplo, los motivos personales que guiaron a quien tomó la decisión pueden no ser adecuados para explicar su decisión a otros, o para persuadirlos de que la instrumenten*" (*ibid.*; cursivas JCB). Y concluye este autor: "si llamamos a aquellas consideraciones que mueven a una persona a actuar *motivos*, y a aquellas consideraciones que se utilizan en la comunicación interpersonal *razones*, entonces podemos decir que no todos los motivos tienen por qué ser razones, y que no todas las razones funcionan como motivos" (*ibid.*).

Pues bien, en este capítulo demostraré que las *razones* (de naturaleza supuestamente económica) con las que PdVSA ha sustentado la adquisición de su muy extenso sistema internacional de refinación no tienen nada que ver con los *motivos* reales detrás del programa de internacionalización.¹⁴ Para ello, partiré de dos supuestos bastante razonables: a saber:

- a) "las declaraciones públicas de funcionarios del gobierno . . . [son] una explicación inicial aceptable" (Székely, 1983, p. 21) para decisiones importantes - tales como el programa de internacionalización y
- b) "si las motivaciones de aquéllos que toman las decisiones no pueden establecerse mediante ... entrevistas, ... entonces es posible inferirla directamente observando su comportamiento (*ibid.*).

A manera de conclusión para la tesis, señalaré por qué se puede decir que las razones que han esgrimido los petroleros venezolanos para justificar el programa y los efectos del mismo son totalmente contradictorios y aclararé una vez más por qué por qué el programa no hace ningún sentido si se le considera desde un punto de vista estrictamente económico. A continuación, postularé la existencia de una racionalidad alternativa para el programa - una racionalidad fincada en *motivos* políticos - y daré al lector una interpretación (o reconstrucción) del programa desde el punto de vista político. Vale la pena adelantar el descubrimiento central de este estudio: el programa de internacionalización (en particular) y la política comercial de PdVSA (en general) aparentemente no hacen mayor sentido, pero en realidad constituyen una respuesta razonada e ingeniosa de parte de PdVSA a la rapacidad fiscal del estado venezolano (encarnada en un régimen fiscal draconiano y diversas acciones de corte confiscatorio que han redundado en grave perjuicio de la posición competitiva de la compañía). En pocas palabras, la internacionalización de PdVSA es un vehículo del que la compañía se ha valido para evadir impuestos y para socavar la autoridad del ministerio de Energía y Minas, y constituye un reflejo de los graves conflictos que han caracterizado a las relaciones políticas de la parastatal y el gobierno de Venezuela desde 1976.

NOTAS

¹La industria petrolera mundial, para bien o para mal, se entiende en inglés. Esta característica es una consecuencia muy comprensible de la preponderancia que, a lo largo de buena parte del siglo veinte, tuvieron en el mercado petrolero cinco compañías estadounidenses, una británica y una anglo-holandesa. Debido a esto, en la jerga petrolera abundan términos de uso muy común - *upstream*, *downstream*, *netback*, etc. - que no son fáciles sujetos de traducción. Por ello, a lo largo de este trabajo utilizaré vocablos anglo-sajones cuando la claridad y la brevedad de la exposición lo demanden, y frecuentemente no traduciré pasajes en inglés que considero perderían algo de su sentido original en castellano.

²La revista *Petroleum Economist* realiza cada año un sondeo de opinión acerca de cuál es la compañía petrolera estatal mejor manejada. Desde el año en que se inició esta encuesta, PdVSA ha superado por un amplio margen a todos sus pares (aunque el sondeo nunca ha incluido a las compañías estatales del primer mundo, como Repsol, Statoil, Elf Aquitaine, ENI, ÖMV, o CFP-Total).

³En 1976, el sistema venezolano de refinación contaba con tan sólo 69.600 b/d de capacidad de conversión, distribuidos en dos plantas de desintegración catalítica localizadas en Punta Cardón y Puerto La Cruz. En la actualidad, el sistema venezolano de refinación es, con mucho, el más complejo de Latinoamérica.

⁴Véase *The Economist*, ene. 11, 1992, pp. 77-78.

⁵Por ejemplo, Gene McGraw, gerente general de refinación y comercialización de Texaco en el momento en que esta compañía se asoció con la Saudi Aramco para formar Star Enterprise, afirmaba en 1988 que, para 1998, aproximadamente el 50 o 60 por ciento del crudo refinado en Estados Unidos se movería a través de canales integrados establecidos entre países productores y compañías como la suya (Emond, 1988, p. 37).

⁶Un mercado *spot*, de acuerdo a Horsnell y Mabro (1993, p. 244), es aquél que se ocupa de "transacciones para cargamentos específicos que se pueden levantar en periodos de tiempo rigurosamente especificados". En contraste, un mercado de *forwards* tiene más funciones que la simple transferencia de cargamentos físicos de crudo. En este tipo de mercados se trafica con los títulos de propiedad para cargamentos físicos (el número de transacciones para cargamentos "de papel" siempre es un múltiplo bastante grande del número de cargamentos "físicos" disponibles), y el mercado puede ser utilizado como instrumento de cobertura de riesgos. En un mercado de futuros todas las transacciones involucran un contrato estandarizado (en términos de la calidad y características de la mercancía o instrumento que se intercambia, los procedimientos para su entrega o para su liquidación, etc.), y todas se llevan a cabo en el local de una bolsa, bajo las reglas establecidas por ésta. En contraste, los mercados de papel no ocupan un local fijo, y no presentan ninguna de los rasgos que caracterizan a las actividades económicas de tipo bursátil (como la existencia de una banca de compensación, o el cálculo diario de márgenes de depósito).

⁷En la actualidad, hay contratos de futuros activos para crudo ligero dulce, gasolina sin plomo, gasóleo, propano y gas natural en el *New York Mercantile Exchange* (NYMEX); para crudo Brent y gasóleo en el *International Petroleum Exchange* (IPE) en Londres; y para combustóleo residual de alto azufre en el *Singapore International Monetary Exchange* (SIMEX). Además, en todas estas bolsas existen otros contratos que no registran ninguna actividad desde hace tiempo (crudo amargo en el NYMEX, o crudo Dubai en el SIMEX, por ejemplo).

⁸El término *derivatives* designa a aquellos instrumentos financieros cuyo valor se deriva del precio de algún activo (un título accionario o un contrato de futuros, por ejemplo) o bien de algún indicador económico (una tasa de interés, un índice bursátil o el valor de una divisa).

⁹La integración vertical constituye la parte medular de las referencias obligadas para el estudio de la organización industrial del mercado petrolero: Frankel, 1946; Frank, 1966; Hartshorn, 1962; Penrose, 1968; Adelman, 1972; y Blair, 1978.

¹⁰Entre estas características destacan: las enormes inversiones necesarias para comenzar la extracción de crudo de un campo o para poner en marcha una refinería o un ducto; la gran incertidumbre que supone la exploración petrolera; la necesidad de asegurar flujos continuos a través de refinerías y ductos (debido a los altos costos fijos de estos activos) y los largos períodos de tiempo que tienen que transcurrir antes de que una inversión en petróleo comience a reeditar beneficios. En palabras de Chazeau y Kahn, "la industria petrolera es singular en términos de la cantidad de capital que requiere para asegurar su crecimiento, y en el riesgo asociado a muchas de sus gastos de capital. Uno de los argumentos prominentes que se han usado para justificar la talla de las empresas petroleras, así como su grado de integración, es que ambas representan condiciones necesarias para que exista una asignación eficiente de los fondos requeridos para el crecimiento y el progreso, para la expansión de instalaciones y la innovación, todo esto en presencia de riesgos poco usuales" (1959, p. 259).

¹¹Como hace el consultor Joe Roerber cuando repite el credo que constituye el principal legado de las Siete Hermanas: "*the real question is not whether vertically integrated operation offers overwhelming economic benefits [for a company] - I take this to be self-evident and therefore trivial in the sense that there is not much fun to be had in solemnly restating the obvious*" (1984, p. 1)

¹²Como dice Hartshorn, las compañías petroleras "comenzaron a discutir acerca de la necesidad de 'racionalizar' desde los primeros años de la década de los setenta en adelante. Pero el proceso de clausura de refinerías tomó bastantes años para comenzar, y se aceleró tan sólo después del segundo shock petrolero" (1993, p. 104).

1 PANORAMA HISTÓRICO DE LA INTEGRACIÓN VERTICAL EN EL MERCADO PETROLERO

Los que realmente conocen la economía petrolera nunca hablan,
y los que hablan generalmente no la conocen
Paul Frankel

El excelente libro de Roger Blair y David Kaserman, *Law and Economics of Vertical Integration and Control*, comienza con las siguientes palabras:

La integración vertical y las restricciones contractuales verticales han sido un campo de batalla intelectual que ha presenciado un continuo debate . . . por un largo espacio de tiempo. Como los campos del delta del Mekong, esta parcela particular de terreno parece destinada a ser el escenario de una lucha casi continua entre ejércitos contrincantes. Innumerables escaramuzas y varias grandes campañas han tenido lugar para conocer cuál debe ser la respuesta política apropiada para hacer frente a los diversos mecanismos con los que las empresas en una etapa de la cadena industrial inciden sobre el comportamiento de otras empresas que ocupan una etapa relacionada verticalmente con la anterior (1983, p. 1).

Esta opinión no peca de exageración ya que, sin duda alguna, este asunto ha demostrado ser uno de los más contenciosos en el ámbito de la ciencia microeconómica.¹ Y en ninguna industria han sido tan fuertes y duraderos los desacuerdos respecto al grado de integración deseable de sus empresas constituyentes como en la petrolera. Ello puede considerarse como una consecuencia lógica del sitio clave que ocupa el petróleo en la moderna economía industrial y los enormes intereses que se han creado a su alrededor. Pero esta explicación es tan sólo parcialmente válida, ya que no cabe duda que otros muchos factores (tales como el considerable poder político - y el aún más considerable poder económico - de las multinacionales petroleras, la percepción del público en general en el sentido de que la rentabilidad del negocio petrolero se debe fundamentalmente de la falta de escrúpulos de quienes en él participan, la añoranza de algunos por la estabilidad que privaba en el mercado antes de la desaparición del cartel de las Siete Hermanas, el desprecio de otros por las - ubicuas - prácticas anti-competitivas en la industria, la admiración de otros más por la indudable eficiencia de las operaciones integradas de las multinacionales, etc.) han enturbiado las aguas de este debate. Naturalmente, esto ha originado que mucha de la labor de análisis en torno a la integración de las empresas petroleras haya degenerado en un panfletismo carente de cualquier rigor científico, y saturado de argumentos emotivos, gracias al cual se han difundido tantos mitos y errores² que uno no puede más que pensar en las palabras que Carlyle pronunciara a propósito de la historiografía de la Revolución Francesa: "lástima es, aunque sea muy natural, que [esta] historia . . . haya sido escrita en un estado de trance histórico; abundan la exageración, la execración, los plañidos y, a la postre, la obscuridad".

Esta "abundancia de obscuridad" ha aquejado también a las escasas páginas dedicadas al fenómeno de la reintegración de la industria petrolera. Como ya se ha dicho, los autores que han tocado el tema han extrapolado al presente, sin mayores cuestionamientos, ciertas tendencias que caracterizaron a la industria durante la época de auge de las Siete Hermanas.³ Este capítulo introductorio busca dar al lector los medios para entender por qué no se puede ni se debe ver a la expansión internacional de las grandes paraestatales petroleras solamente como la reanudación de una tendencia "natural" en la industria petrolera.⁴ Esta tarea supone situar a los programas de integración internacional de estas compañías dentro de la problemática - más amplia - de la integración vertical en la industria petrolera en general, para lo cual es necesario aclarar tres puntos:

- a) por qué se pensaba tradicionalmente - y se sigue pensando ahora - que una operación integrada es atractiva para cualquier compañía petrolera;
- b) por qué, en el contexto actual del mercado petrolero, estas razones ya no se pueden considerar como universalmente válidas y, finalmente,
- c) cuál ha sido el impacto de la evolución reciente de los grandes mercados internacionales de capital sobre las empresas petroleras integradas cotizadas en bolsa.

La principal conclusión a la que se llega en este capítulo es que las ventajas de una operación integrada para una compañía excedentaria en crudo ya no se parecen a las que existían en el pasado. De aquí que se pueda decir que la única perspectiva sensata para abordar el problema de la reintegración vertical es una que considere, casuísticamente, los motivos (no necesariamente de índole económica) de cada una de las paraestatales que han adquirido refinerías y sistemas de distribución fuera de sus países de origen, y las razones a través de las cuales han justificado sus acciones.

1.1 El legado histórico de las Siete Hermanas y su relación con las nuevas estructuras del mercado petrolero mundial

Traditio est, nihil amplius quaeras

Los trabajos acerca de la expansión internacional de algunas de las grandes paraestatales petroleras generalmente comienzan con una remembranza acerca del papel determinante que jugó la integración vertical en la consolidación de la hegemonía de Exxon, Texaco, Mobil, Chevron, Gulf, Royal Dutch/Shell y British Petroleum (mejor conocidas como las Siete Hermanas) sobre la industria petrolera internacional. Alguien que se guiara solamente por el título de este apartado podría pensar que el presente estudio se inserta de lleno en esta tradición. Sin embargo, mi intención no es hacer hincapié en la supuesta relevancia del legado de las Siete Hermanas para la comprensión del fenómeno de la reintegración. Al contrario, deseo demostrar que tratar de ver el

futuro en el espejo del pasado no contribuye en nada a aclarar por qué estas paraestatales han decidido expandir sus operaciones internacionales para abarcar los diversos eslabones de la cadena industrial del petróleo.

Es enteramente excusable que los detalles de la integración vertical de las Siete Hermanas continúen fascinando a los analistas del mercado petrolero; después de todo, estas empresas son consideradas - con justa razón - como la quintaesencia del éxito en el negocio, y su forma de organización indudablemente jugó un papel clave en su ascenso a la cumbre.⁵ Sin embargo, también hay que reconocer que las experiencias de estas compañías tienen hoy un valor fundamentalmente anecdótico, por la sencilla razón de que han desaparecido las condiciones económicas que durante mucho tiempo sustentaron su dominio. En mi opinión, la forma integrada de organización que asumieron estas empresas no es una expresión de la perfidia infinita del capital transnacional, empeñado en encontrar medios eficientes y perfectos para expoliar los recursos naturales de los países de la periferia. Ciertamente, los patrones tempranos de evolución de la industria petrolera no se pueden - ni se deben - considerar en aislamiento de factores tales como la imposición del modo de producción capitalista en los países periféricos o el surgimiento del capitalismo financiero *à la* Hilferding. Además, hay que reconocer que las compañías petroleras han sido culpables de muchos de los crímenes que les han imputado tanto los teóricos de la dependencia como los gobiernos de muchos de los países en que han operado. Pero aún así, creo que la integración vertical de estas compañías refleja, antes que nada, ciertos imperativos organizacionales derivados de un entorno económico caracterizado por la gran incertidumbre inherente en la exploración petrolera, por unos enormes requerimientos de capital, por la necesidad imperiosa de asegurar flujos continuos a través de refinerías y ductos pero, *sobre todo*, por la inexistencia de cualquier institución parecida a lo que hoy conocemos como el mercado petrolero internacional.

Este último punto merece discutirse más a fondo. No obstante que grandes volúmenes de crudo han cambiado de manos y traspasado fronteras a todo lo largo de este siglo, el mercado petrolero internacional es una creatura de orígenes relativamente recientes. Esta afirmación puede sonar exagerada, pero considérese lo siguiente. Aunque no hay un consenso entre los economistas industriales respecto a la cuestión de cómo definir los límites de un mercado, o inclusive un mercado en sí, (Tirole, 1988, pp. 12-13), no existe entre ellos un desacuerdo similar en torno a cuáles son los fines últimos de este tipo de institución: por un lado, ser un medio de difusión de información respecto a la escasez relativa de productos y servicios y por el otro, servir como superficie de contacto para facilitar el intercambio entre compradores y vendedores que hayan manifestado libremente su voluntad de comerciar con estos bienes. Por lo tanto, si no hay compradores y vendedores, no se puede hablar de la existencia de un mercado como tal. Es esta condición la que nos permite hablar de los "orígenes recientes" del mercado petrolero internacional

ya que, hasta finales de la década de los años sesenta, la difusión de información y asignación de recursos en la industria petrolera internacional fueron determinados casi exclusivamente por los mecanismos de transferencia interna de las grandes empresas integradas y no por la interacción constante entre compradores y vendedores independientes.⁶

Se ha dicho que la inexistencia como tal del mercado petrolero internacional debe ser la piedra de toque de cualquier intento de explicar la integración de la industria petrolera. Sin embargo, es difícil escapar a la conclusión de que, en buena medida, no había mercado justamente porque todas las empresas petroleras estaban integradas. ¿No vuelve esta paradoja del huevo y la gallina un tanto más probable el postulado de que el objetivo último de la forma integrada de organización fue "el dominio mundial [a través de] la más descomunal transferencia del excedente económico . . . la explotación intensiva de la fuerza de trabajo [y] la exacción irrecuperable de los recursos naturales" (Parra Luzardo, 1981, pp. 113-114)? La respuesta a esta interrogante es negativa. Si bien no cabe duda que uno de los efectos del grado de integración de las Siete Hermanas fue inhibir el desarrollo del mercado petrolero (y los acuerdos de Achnacarry demuestran que esta situación no perturbó en demasía a estas empresas), la hipótesis que ve en la colisión de tono imperialista al móvil original de la integración es inaceptable porque la ubicuidad de esta forma de organización en el medio ya era evidente desde mucho antes que comenzara la transnacionalización de las grandes empresas petroleras anglo-norteamericanas.

Para las empresas petroleras, la opción de organizar sus operaciones de una forma verticalmente integrada se hizo muy atractiva apenas la refinación dejó de ser una tarea que requería tan sólo de unos cuantos alambiques y fierros viejos y se convirtió en la actividad más demandante (tecnológica y económicamente hablando) de cuantas componen la cadena industrial del petróleo. La creciente complejidad y costo de las refinerías ocasionaron una contracción sensible en el número de participantes en este segmento, con lo cual la industria petrolera adoptó la forma de un reloj de arena.⁷ Los refinadores norteamericanos que sobrevivieron al proceso de racionalización de finales del siglo XIX descubrieron, para su disgusto, que la rentabilidad de sus costosos activos dependía, en un buen grado, de terceros (como los ferrocarriles que transportaban sus suministros de crudo, o los mayoristas que distribuían sus productos), los cuales podían aprovechar su posición en los cuellos del reloj de arena para extraer rentas monopólicas por sus servicios. De manera totalmente natural, los refinadores intentaron evadir estas exacciones típicas de un mercado inmaduro mediante el recurso de asumir ellos mismos el desempeño de estas funciones.⁸ El atractivo de la integración vertical se hizo aún más evidente después de que las primeras compañías comenzaran a integrarse, ya que con esta acción alteraron drásticamente las condiciones de competencia en la industria. Antes de que estos pioneros dieran este paso, todo refinador estaba consciente de que los precios que pagaba por ciertos insumos y servicios - y los márgenes que se agregaban a su producto a medida que éste se movía aguas abajo - podían ser

sujetos de manipulación monopólica por parte de un tercero; sin embargo, sabía también que sus competidores compartían sus penas a este respecto (y que, por lo tanto, tenían que sobrevivir con márgenes similares a los suyos). La integración vertical de algunas compañías acabó con este consuelo: el refinador no integrado se encontró con que tenía que enfrentar la competencia de compañías que no tenían los mismos límites a sus ganancias (ya que sus actividades abarcaban otros eslabones de donde podían extraer rentas monopólicas) y que la única fórmula que le permitía estar seguro de que no sería víctima del poder de mercado de sus competidores integrados era la de integrarse él mismo. Como escribieron de Chazeau y Kahn: "*integration bred integration, because if no company had been vertically integrated, it would have been less urgent for any of them to be*" (1959, p. 43).

El régimen legal de los Estados Unidos - el cual concede la propiedad de los recursos del subsuelo al dueño de la superficie del terreno en que se encuentran - reforzó las tendencias hacia la integración presentes en la embrionaria industria petrolera norteamericana. La principal consecuencia de este régimen fue la sobreproducción crónica, ya que la así llamada "regla de captura" dejaba al descubridor de un yacimiento sin más alternativa que extraer el crudo de los depósitos tan rápidamente como le fuera posible, antes de que sus vecinos drenaran el manto.⁹ Este problema estructural ocasionó que, durante sus primeras décadas de vida, la industria petrolera norteamericana oscilara entre la expansión desenfrenada y la contracción catastrófica. El paso de los primeros ciclos de *boom and bust* dejó relativamente claro que los productores que podían aspirar a una mejor posición competitiva eran aquéllos que tenían una salida garantizada para su crudo y cuyas ventas, por ende, no dependían de la buena voluntad de ningún refinador ni de la eficiencia de un mercado terriblemente inmaduro.¹⁰

No se necesitan argumentos muy complejos para dar cuenta de las razones por las cuales la forma de organización verticalmente integrada se trasplantó al resto del mundo. En principio, basta con recordar que Standard Oil fue la primera empresa petrolera con operaciones realmente internacionales. Sus políticas predatorias de precios (posibles gracias a su alto grado de integración) forzaron a sus competidores (los Nobel y los Rothschild en Rusia; Shell en las Indias orientales holandesas) a integrarse también. La disolución forzosa de Standard en el año de 1911 trajo consigo la aparición de un buen número de empresas cuyas operaciones no estaban tan bien balanceadas como las de su antecesora¹¹, y este hecho (que coincidió con el estallido de la Primera Guerra Mundial) hizo que el mercado petrolero se convirtiera en un medio menos hostil para aquellas empresas que producían crudo para exportación fuera de los Estados Unidos y que no estaban integradas verticalmente. Pero este interludio llegó a su fin en la década de los años veinte, con la firma de los acuerdos de Achnacarry (los cuales limitaron severamente el acceso a los mercados de productos a quienes no eran partícipes de los mismos). Posteriormente, la posición comercial de las Siete Hermanas se volvió casi inexpugnable cuando se hicieron de los vastos

depósitos de crudo del Medio Oriente.¹² Su control sobre estas reservas les permitió sincronizar su producción de crudo con la tasa global de crecimiento de la demanda de petróleo y, de paso, hacer que casi todo el costo de la política de prorroto de los Estados Unidos (que forzaba a muchos productores a mantener ociosa cierta proporción de su capacidad de producción) recayera sobre aquellas compañías cuyas reservas estaban localizadas principalmente en este país. De esta forma, por espacio de varios lustros, las transacciones internacionales de crudo entre terceros desempeñaron el papel - muy secundario - de instrumento equilibrador de último recurso, utilizado cuando por cualquier razón fallaban los mecanismos de transferencia interna (Robinson, 1989c).

Ahora bien, el predominio incuestionable de la integración vertical solo podía durar mientras los *únicos* lugares donde se reflejara la escasez relativa de crudo fueran las intersecciones de las curvas internas de demanda y oferta de estas empresas. Es por eso que se puede decir que la decadencia de la integración se volvió inevitable a partir del momento en que compañías domésticas estadounidenses como Marathon u Occidental descubrieron enormes cantidades de petróleo en Libia, comparables a las que controlaban las Siete en el Medio Oriente y Venezuela. Estas compañías no contaban con sistemas de refinación y comercialización comparables a los de las Siete¹³, por lo que se vieron forzadas a colocar su crudo en Europa a través de canales no integrados.¹⁴ El vertiginoso crecimiento de la demanda petrolera en Europa a partir de 1950 les facilitó notablemente esta tarea, como también lo hizo el hecho de que muchas compañías europeas deficitarias en crudo vieron con beneplácito la posibilidad de comprar crudo a empresas que no fueran miembros del cartel. De esta forma, surgió un proto-mercado internacional de petróleo (que habría de crecer más con el ingreso de la URSS al mismo, en calidad de proveedor). Sin embargo, este mercado incipiente no tuvo un perceptible impacto inmediato sobre las prácticas organizacionales de la industria, en buena medida porque la vasta mayoría de los movimientos internacionales de petróleo siguió teniendo lugar a través de canales integrados (con lo cual la volatilidad y la turbulencia no tuvieron oportunidad de introducir a la "cuña del mercado" entre las partes constituyentes de los sistemas integrados de las Siete¹⁵).

Con la nacionalización de los intereses petroleros extranjeros en los grandes países de la OPEP la situación cambió radicalmente, ya que la gran mayoría de los movimientos internacionales de crudo pasó a ser mediada por un mercado de verdad: los países exportadores de petróleo asumieron el papel de los vendedores, mientras que las compañías integradas - cuyo portafolio de reservas de crudo se redujo drásticamente - se convirtieron en compradores netos. A raíz de esto, las compañías integradas dejaron de percibir rentas petroleras y se encontraron de pronto con que sus vastas redes de refinerías (cuyo principal propósito había sido capturar las enormes rentas generadas en la producción¹⁶) eran una onerosa carga. La renta de la producción les había permitido durante años absorber grandes fluctuaciones en el precio de los derivados del petróleo: la expropiación de la renta hizo que su vulnerabilidad ante estas fluctuaciones creciera.

Por eso, cuando en 1986 se vino abajo el sistema de administración de precios de la OPEP y la volatilidad en el mercado se hizo extrema, las compañías petroleras comprendieron que no tenían más alternativa que desacoplar sus diversos componentes, para que éstos se ocuparan de defender sus propios márgenes (como si fueran empresas independientes) y compitieran entre sí por la asignación de capital. De esta manera, la silenciosa compulsión de las leyes de hierro del capitalismo lograron en un par de años todo lo que no habían podido lograr las legislaturas norteamericanas en el espacio de varias décadas.¹⁷ Con la posterior consolidación de los mercados *spot*, de futuros y de papel como centros de formación y descubrimiento de precios para gran parte del crudo que se vende en el mundo¹⁸, las divisiones entre las distintas partes de las empresas petroleras se han vuelto cada vez más insalvables porque, como dice Hartshorn, las divisiones "tienen, más que la opción, la obligación de comprar o vender [en el mercado] siempre que el hacerlo les reditúe mayores beneficios" (1993, p. 215). Los especuladores financieros (bancos de inversión, casas de *trading*, *Wall Street refiners*), atraídos al petróleo por la enorme volatilidad de mercados locales como el NYMEX, el IPE y el mercado del mar del Norte, han hecho mucho más líquido al mercado global. Con esto, han incrementado considerablemente los costos de oportunidad de aquellas empresas cuya estructura organizacional rígida constituye un impedimento para que exploten las oportunidades comerciales que a diario surgen en el mercado. Naturalmente, esto se ha convertido en otro clavo más para el ataúd de la forma integrada de organización.

Ahora bien, a pesar de que las desventajas inherentes a la forma integrada de organización comenzaron a ponerse en evidencia desde principios de la década de los años setenta, todavía en 1981 era posible para Dirk de Bruyne - presidente del Royal Dutch Petroleum Group Co. - decir que, en general, seguía vigente la percepción de que era razonable que "las grandes compañías petroleras aún operaran como negocios integrados", porque así se lograba, "para beneficio de consumidores y accionistas" por igual, "la vinculación más eficiente de la cadena de oferta y demanda [*sic.*] . . . gracias a que las pérdidas inevitables de unas áreas se balanceaban con las ganancias generadas por otras áreas" (de Bruyne, 1981, p. 1). De Bruyne, proféticamente, condenó esta visión por obsoleta¹⁹, y conminó a sus pares en la industria a que se cercioraran de que su presencia en cada eslabón de la cadena petrolera fuese económicamente justificable ante sus accionistas (*ibid.*, p. 2). En el siguiente apartado, se examinará la dramática manera en que los cambios en los mercados internacionales de capital le dieron la razón a de Bruyne, y castigaron a aquellas empresas integradas que no se acoplaron con la suficiente velocidad al evangelio de la maximización del valor del capital de los accionistas.

1.2 Repercusiones de la evolución reciente de los mercados internacionales de capital sobre las prácticas de integración vertical de la industria petrolera

"Wall Street shapes Main Street"

El 5 de marzo de 1985, James Lee, *chief executive officer* de Gulf Oil, hizo una llamada telefónica a su homólogo de Chevron, George Keller, y tras balbucear nueve lacónicas palabras - "Hello, George . . . you just bought yourself an oil company" - selló la adquisición de la compañía que presidía por parte de una de sus rivales tradicionales, en una transacción valuada en la hasta entonces inconcebible cantidad de trece mil doscientos millones de dólares. La desaparición de Gulf (una empresa que había formado parte del cartel más poderoso de la historia) marcó un hito en la evolución de la industria petrolera internacional, y no precisamente por la magnitud de la operación (con todo y que la cantidad que pagó Chevron se mantuvo por espacio de varios años como la más grande en la historia de las finanzas corporativas). Más bien, su importancia radica en que fue el evento clave en el proceso de reestructuración de la industria petrolera, porque demostró que el legado organizacional de las Siete Hermanas - fundamentado en el principio de la integración vertical a ultranza - era inadecuado para hacer frente a las nuevas realidades imperantes en los grandes mercados de capital (realidades que fueron el producto de una acelerada evolución que sacudió a la industria petrolera - bastión del conservadurismo financiero y gerencial - hasta sus cimientos).

Hoy en día es muy difícil para un lego imaginarse que alguna vez (no hace mucho, por cierto) Wall Street era el dominio de una buena cantidad de *traders* cuyas ganancias dependían más de sus intuiciones en torno a la psicología aplicada y de su suerte que de su conocimiento de las ramas más recónditas del cálculo y las finanzas. Esta situación cambió por completo a raíz del *crack* bursátil de octubre de 1974, el cual originó un desplome en el mercado accionario de Nueva York que redujo el valor de éste al cuarenta por ciento del que tenía en 1972.²⁰ Como dice el autor de una excelente historia de los orígenes de las ideas que ahora dictan el paso en la moderna Wall Street,

de no haber sido por la crisis de 1974, pocos habrían sido los profesionales financieros que hubieran concedido su atención a las ideas que habían circulado en las torres de marfil [de la Academia] por espacio de veinte años. Pero cuando se hizo evidente que estrategias improvisadas para ganarle al mercado en realidad servían tan sólo para comprometer los intereses de sus clientes, estos profesionales decidieron que tenían que cambiar sus costumbres. Renuentemente, comenzaron a mostrar interés en convertir las ideas abstractas de los académicos en métodos para controlar el riesgo y limitar las pérdidas que sus clientes estaban sufriendo. Esta fue la fuerza motriz de la revolución que ha dado forma a Wall Street (Bernstein, 1993, p. 2-3).

Una de las consecuencias principales de la aplicación práctica de avances teóricos tan diversos como los principios de selección de cartera de Markowitz o el modelo Black-Scholes de valoración de opciones (por citar sólo dos ejemplos) fue el surgimiento de un mercado mucho más eficiente para el control de las corporaciones. La así llamada revolución de Wall Street alteró radicalmente conformación y las reglas de este mercado que, para todo propósito práctico, lo convirtió en un ente totalmente distinto. Como afirma Bernstein,

hasta una lista incompleta de las innovaciones que han emergido desde mediados de los años setenta nos recuerda qué tan profundamente difiere el presente del pasado . . . Hay cientos de fondos de inversión especializados en acciones de compañías grandes, en acciones de compañías pequeñas, en bonos del Tesoro, en bonos de alto riesgo, en índices bursátiles, en hipotecas garantizadas por el gobierno, y en acciones de compañías internacionales y bonos de todas partes del mundo . . . Hay mercados para opciones, y mercados de futuros y mercados para opciones sobre futuros. Hay programas automatizados de *trading*, y se practica el arbitraje de índices y de riesgos. Hay administradores financieros que proveen seguros para el valor de carteras de inversión y otros administradores que ofrecen servicios de "asignación táctica de activos". Hay *butterfly swaps* y se pueden tomar posiciones en ciertas acciones de forma "sintética". Las corporaciones se financian a sí mismas mediante bonos convertibles, bonos de cupón cero, bonos que pagan interés mediante promesas de pagar más intereses más tarde, y bonos que pagan su principal antes de la fecha de maduración . . . (1993, p. 14).

El surgimiento de todos estos nuevos instrumentos financieros (indisolublemente ligado a los avances en materia de computación e informática²¹) introdujo el arbitraje a gran escala en las altas finanzas ya que, al hacer a los mercados de capital mucho más líquidos, transparentes y volátiles, forzó a los participantes "tradicionales" a sacudirse la complacencia que se había abatido sobre ellos a lo largo de más de dos décadas de bonanza ininterrumpida. Los nuevos instrumentos ampliaron los horizontes de muchos actores económicos que habían permanecido al margen de los mercados financieros y que, por primera vez, se vieron en posibilidades de traducir sus opiniones acerca del comportamiento de estos mercados en decisiones de compra/venta acordes con sus preferencias individuales de riesgo.²² Esto trajo consigo aumentos dramáticos en el número de participantes en estos mercados y en el volumen monetario negociado en ellos.²³ Aunque los nuevos mercados financieros han sido tachados de ser semilleros prolíficos de financieros irresponsables y deshonestos, y de causar enormes y distorsiones, merced a su existencia,

en la actualidad . . . los inversionistas entienden mejor el comportamiento de los mercados financieros, y son capaces de utilizar eficazmente una vasta gama de nuevos vehículos financieros y estrategias comerciales diseñados conforme a sus necesidades. Técnicas innovadoras de financiamiento corporativo han llevado a una *evaluación más cuidadosa del valor de las corporaciones*, así como a una *asignación más efectiva del capital disponible*. La restructuración financiera de los ochentas creó soluciones novedosas a los problemas derivados de la separación de propiedad y control, y aumentó la disposición de los administradores de empresas para velar por los intereses de sus accionistas (Bernstein, 1993, p. 2, cursivas JCB).

Fueron justamente varias controversias en torno a la determinación del valor de empresas petroleras integradas y a la asignación efectiva de recursos de capital entre las líneas de negocios de estas empresas las que pusieron en marcha el proceso de reestructuración de la industria petrolera internacional. Entre los factores que contribuyeron a que estas controversias rebasaran el seno de los consejos de administración de las empresas en cuestión e irrumpieran en el escenario financiero mundial hay que destacar tres. El primero fue el cambio que tuvo lugar en la actitud de los inversionistas institucionales y *money managers* hacia los intentos de terceros "hostiles" por adquirir compañías en las que estos inversionistas tuvieran posiciones accionarias. Hasta la década de los años setenta inclusive, los inversionistas institucionales fueron un importante baluarte para los cuadros gerenciales de las compañías cotizadas en bolsa, ya que siempre estuvieron dispuestos a dar su apoyo a los poderes constituídos de las empresas para conjurar la amenaza de un *proxy fight* o un intento de adquisición hostil. A raíz de la crisis bursátil de 1974, sin embargo, la presión del gran público para que estos intermediarios financieros justificaran sus altas comisiones aumentó considerablemente. Esto causó que los fondos de inversión y pensiones (y entes afines) comenzaran a asumir más en serio la responsabilidad fiduciaria hacia sus clientes de hacer todo lo posible por maximizar el precio de los distintos componentes de sus portafolios, y exigieran a los directores de las compañías cuyas acciones detentaban mejores retornos sobre su inversión. De esta forma, la condición de que el aumento en el precio de las acciones de una compañía cualquiera en un período dado fuese superior al aumento de algún índice bursátil amplio (o cuando menos al de una canasta de acciones de empresas del ramo) pasó a ser el principio rector de las relaciones entre los inversionistas institucionales y las compañías cotizadas en la bolsa. No fueron pocas las ocasiones en que el pobre desempeño del precio de un título condujo a que muchos inversionistas institucionales respondieran favorablemente a los avances de algún *corporate raider*.

El segundo entre los factores que propiciaron la reestructuración fue la forma en que las compañías petroleras estadounidenses respondieron a la crisis de suministro de 1973 y al exceso en la oferta de petrolíferos de principios de la década de los años ochenta. La incertidumbre que siguió al embargo petrolero de 1973 generó un aumento considerable en los recursos que muchas compañías dedicaron a encontrar nuevos depósitos de crudo en territorio estadounidense (ostensiblemente porque esta era la única manera de hacerse de suministros "seguros" para sus grandes sistemas de refinación). El uso los enormes flujos de efectivo generados por el *shock* petrolero para este esfuerzo de exploración en el frente doméstico rindió jugosos dividendos a unas pocas compañías afortunadas (las que descubrieron Prudhoe Bay, por ejemplo), pero fue un costoso fiasco para las demás. Nada sorprendentemente, en vista de la enorme destrucción de valor del patrimonio de los accionistas que estas actividades exploratorias causaron, el veredicto del mercado de valores para las empresas que las promovieron fue negativo: el precio de las

acciones de muchas de ellas se estancó o disminuyó de tal manera que la suma del valor de liquidación de sus distintos activos comenzó a exceder por amplios márgenes al valor que el mercado bursátil daba a la empresa (el valor en bolsa de Gulf en vísperas de la tormenta que llevaría a su desaparición, por ejemplo, era equivalente a la tercera parte del valor de liquidación de sus activos). Gracias a esto, "[comenzó] a hacerse evidente que era de dos a tres veces más caro agregar un barril [a las reservas comprobadas de una compañía] explorando que comprando los activos de una operación existente . . . La implicación obvia [de esta situación] era que resultaba más barato explorar por petróleo en el piso de la bolsa de valores de Nueva York que en el subsuelo de Texas o el lecho marino del Golfo" (Yergin, 1991, p. 726). Para muchas compañías integradas o diversificadas, el problema se complicaba aún más porque las demandas de capital de sus muchas actividades marginalmente rentables (metales, minería, esquistos bituminosos, uranio) reducían aún más los flujos de efectivo que canalizaban hacia sus accionistas, lo cual tendía a ensanchar la así llamada "brecha del valor". En particular, las actividades de refinación - regidas por el principio añejo de la bondad de la integración a ultranza²⁴ demostraron ser bastante refractarias a iniciativas de racionalización (de hecho, antes de aparecer en escena los nuevos bucaneros de las finanzas, rara fue la compañía integrada que pasó revista concienzudamente a sus activos de refinación, con miras a deshacerse de los obsoletos o ineficientes). En ese entonces, esto resultaba particularmente lesivo para los intereses de los accionistas, ya que el mercado de petrolíferos se encontraba muy deprimido y no daba visos de una próxima mejoría.

El tercer factor que está indisolublemente ligado a la restructuración fue el auge de los instrumentos financieros conocidos como *junk bonds* y de los bancos de inversión que hicieron de ellos su especialidad. Estos instrumentos - que no son más que bonos de alto rendimiento y muy alto riesgo - permitieron que *parvenus* que carecían de fondos propios para montar adquisiciones valuadas en miles de millones de dólares superaran el doble obstáculo que representaban, por un lado, la mala disposición de la banca de crédito a prestar enormes sumas de dinero a todo aquél que no fuera una compañía de primera línea con un impecable historial de crédito y por el otro lado, la antipatía que los banqueros tradicionales sentían por gente del corte de Boone Pickens.

El primer cañonazo en la batalla de la restructuración se disparó en 1979, cuando Shell Oil - deseosa de fortalecer su producción doméstica de crudo y gas natural - pagó 3,600 millones de dólares por la compañía californiana Belridge. Después de esta operación sucedieron otras dos muy importantes: en 1982, Mobil intentó absorber a Marathon Oil, pero esta compañía prefirió rendirse a U.S. Steel, y Du Pont se apoderó de Conoco, tras superar sendas ofertas de Mobil y Seagram por la compañía.²⁵ Los eventos que en última instancia derivaron en la adquisición de Conoco marcan un parteaguas en el proceso de restructuración de la industria petrolera, en parte porque pusieron en evidencia la vulnerabilidad de muchos de los supuestos bastiones de la fortaleza petrolera, pero sobre todo porque dejaron en claro que - a diferencia de

épocas pasadas - el ser una compañía con enormes recursos financieros líquidos no era una condición *sine qua non* para poder comprar a una de las empresas más grandes de los Estados Unidos.²⁶ Las enseñanzas de esta saga tuvieron un alumno particularmente receptivo en T. Boone Pickens, el cual había descubierto la existencia de la brecha del valor - para su considerable beneficio personal - tiempo atrás.²⁷ Pickens, arropado siempre con el manto populista de ser el defensor del *shareholder's value*, rápidamente se convirtió en la *bête noire* de las grandes compañías petroleras estadounidenses, merced a su enorme poder de convocatoria en las altas esferas de la banca de inversión, y a sus audaces y bien orquestados planes de ataque.²⁸

El golpe más sonado de Pickens fue su intento de apoderarse de Gulf. Las incidencias de esta batalla son irrelevantes para los propósitos de este capítulo, por lo que no abundaré en ellas.²⁹ Basta con decir que Pickens puso de relieve lo mucho que perdían los accionistas de las compañías cuyos directivos manejaban sus activos complacientemente, de acuerdo a principios pasados de moda: Chevron pagó 80 dólares por cada una de las acciones de Gulf, 45 dólares por arriba de su cotización en la bolsa antes de que Pickens pasara a la ofensiva. La desaparición de Gulf fue una señal inequívoca para quienes estaban al frente de las empresas petroleras integradas de que había llegado la hora de poner sus casas en orden (liberando el valor encerrado en muchas de sus operaciones), porque si ellos no lo hacían, alguien más se ocuparía de ello.³⁰ Algunas compañías no acogieron el evangelio del *shareholder's value* con la suficiente celeridad, y sufrieron las consecuencias.³¹ Las más de las compañías instrumentaron programas de restructuración por propia voluntad, para así no dar a sus accionistas ocasión de responder favorablemente a las zalamerías ya fuera de Pickens o de sus futuros sucesores.³² Estas compañías dividieron sus operaciones en líneas de negocios claramente delimitadas, y establecieron la condición de que cada una de estas líneas debía generar un retorno sobre el capital invertido superior al costo de capital de la empresa, sin ningún tipo de transferencia entre unidades operativas. O sea, todas estas compañías forzaron a sus distintas divisiones a comportarse como entidades independientes, e hicieron de las pérdidas y ganancias de cada una el criterio central para la asignación de recursos en el seno de la compañía. Por ello, aunque en la actualidad las grandes compañías petroleras siguen ofreciendo la apariencia de estar verticalmente integradas (porque continúan estando presentes en los segmentos de producción, refinación, comercialización, transporte, petroquímicos, etc.), en la práctica tratan de comportarse como si no lo estuvieran.³³

El legado de la "restructuración de la industria petrolera" ha demostrado ser muy duradero. Hoy, todas las grandes compañías petroleras evalúan constantemente las tasas de retorno de cada uno de sus activos, con miras a identificar ineficiencias y liberar fuentes ocultas de valor. En otras palabras, se tiene una clara consciencia de que "una compañía integrada que desee utilizar el ciclo industrial para su ventaja debe ser capaz y debe estar dispuesta a alterar la composición de su portafolio de inversión de una manera contracíclica" (*P11*, sep. 1988, p. 31).

Esta forma de pensar es ya tan ubicua en el medio petrolero que se puede decir que buena parte de la industria petrolera vive en un estado de restructuración permanente.

A manera de conclusión para este apartado, podemos decir que la restructuración de la década de los años ochenta permitió al grueso de los accionistas de las compañías integradas cuestionar y condenar los supuestos que habían regido las operaciones de estas compañías por espacio de varias décadas.³⁴ El trillado argumento de que la existencia de empresas diversificadas obedece a que los inversionistas prefieren compañías cuyas ganancias no provienen de una sola fuente se volvió aún más insostenible cuando la aparición de una plétora de instrumentos financieros ofreció a todo inversionista la posibilidad de configurar un portafolio individual de acciones y derivados acorde a sus preferencias de diversificación de riesgos. No cabe duda de que la creciente eficiencia de los mercados de capital ha conducido a un cambio radical en la actitud de todas las compañías petroleras hacia las bondades de la integración vertical, que se resume lapidariamente en estas palabras de P.I. Walters (ex-director general de BP): *"It's nice to have some integration, of course, but it is not something that we would pay a premium for"* (Yergin, 1991, p. 722).

1.3 Conclusiones

*Those who cannot remember the past are condemned to repeat it.
But what if it is not their past? They are not repeating anything.*
Joe Roebber³⁵

Como ha podido apreciarse a lo largo de este capítulo, las opiniones de las empresas petroleras y sus accionistas en torno al valor de la integración vertical se han alterado radicalmente de unos quince años para acá. Este hecho es atribuible sobre todo a dos factores. Por un lado, las rentas monopólicas asociadas con las operaciones integradas de las grandes compañías petroleras transnacionales en la "época de oro de la integración" han desaparecido casi por completo, gracias al surgimiento de mercados *spot* razonablemente eficientes de crudo y productos. Por ello, un alto grado de integración vertical ha dejado de ser un requisito indispensable para que una compañía compita con éxito en el mercado petrolero internacional.³⁶ A su vez, la acelerada evolución de los mercados mundiales de capital ha transformado radicalmente el funcionamiento del mercado para el control de corporaciones, lo cual ha llevado a que las grandes compañías petroleras se hayan vuelto mucho más cuidadosas a la hora de administrar sus recursos. Tras una serie de acontecimientos traumáticos acaecidos en la década de los años ochenta (el colapso del precio del petróleo, la desaparición de Gulf, etc.), la maximización del valor del patrimonio de los accionistas y la flexibilidad operacional se han convertido en los pilares de la gestión de estas compañías, con lo cual el principio de la integración a ultranza ha quedado relegado a un segundo plano. Pero entonces, ¿cómo se puede explicar que la teoría de la reintegración vertical como un "retorno al origen" siga siendo tan popular?

Los principales impulsores de esta idea - los cuadros gerenciales de las grandes multinacionales petroleras - han justificado su entusiasmo por la misma aduciendo que la reintegración es un excelente remedio para reducir la enorme volatilidad que ha caracterizado al mercado a partir del momento en que las grandes nacionalizaciones desintegraron forzosamente a la industria.³⁷ A primera vista, esta opinión parece razonable; después de todo, es imposible negar que el mercado petrolero de la actualidad es mucho más inestable que el de la década de los años cincuenta. Pero hay un factor que invalida este argumento: la regulación exitosa del mercado petrolero por parte de los signatarios de los acuerdos de Achnacarry se debió en buena medida a los vínculos horizontales existentes entre ellos³⁸, y no solamente al hecho de que todos estuviesen integrados verticalmente.

Como afirma Silvan Robinson³⁹, el tipo de integración vertical de las grandes paraestatales petroleras debe distinguirse del que persiguieron las Siete Hermanas porque el primero, a diferencia del segundo, "no tiene efecto alguno sobre el balance de oferta y demanda, [el cual] tiene que controlarse por medio de un sistema de cuotas" (1989a, p. 72). Dado que la volatilidad es, antes que nada, una función de los desbalances entre oferta y demanda, queda claro que la reintegración no tiene por qué tener un efecto estabilizador (paradójicamente, es más fácil sustentar la idea de que la reintegración favorece la *inestabilidad* en el mercado⁴⁰). Por todo esto, no puedo más que concurrir con Robinson cuando dice que "la misma palabra [integración] está utilizándose para describir dos cosas distintas" (*ibid.*): las prácticas cartelísticas de las Siete Hermanas y la expansión internacional de las grandes paraestatales petroleras. La gran mayoría de los apologistas de la reintegración han preferido ignorar la incómoda verdad de que ésta no es un buen antídoto para la incertidumbre que impera en el mercado petrolero. La explicación de esto es que las grandes multinacionales petroleras han tratado de utilizar las supuestas bondades estabilizadoras de la integración para convencer a los más importantes países petroleros de que retiren las restricciones que impiden la participación del capital extranjero en las actividades de exploración y producción de petróleo. Los funcionarios de estas compañías afirman que, si bien la expansión de las grandes paraestatales hacia el sector *downstream* ha tenido efectos positivos, la estabilidad en el mercado no será auténticamente duradera en tanto que la reintegración de la industria no proceda a lo largo de *dos* ejes: el primero es el que ha conducido a las grandes paraestatales hacia el sector de refinación, mientras que el segundo es aquél que llevaría a las multinacionales de regreso a sus antiguos dominios:

la forma audaz y efectiva de abordar a la integración es la de aceptar la lógica de la propiedad compartida *upstream* y *downstream* . . . Una mayor integración entre [estos] sectores reduciría lentamente la cantidad de transacciones *spot* en el mercado . . . con lo cual las tensiones y las presiones disminuirían. [Este] curso de acción ofrece la mejor solución de integración, en parte porque restablece algunas de las características de la forma clásica de integración [*sic.*] (1989a, p. 74).⁴¹

Ahora bien, la evidencia de que este tipo de *quid pro quo* beneficiará substancialmente a aquellos que *no* sean compañías petroleras multinacionales no es precisamente abundante. Sin embargo, las compañías no han permitido que esto interrumpa su despliegue retórico. De hecho, el colapso de la URSS ha traído consigo un redoblamiento en sus esfuerzos de propaganda. Las compañías han aprovechado el debacle del socialismo para argumentar que la era del dominio de las ideologías sobre la "racionalidad económica" ha llegado a su fin, y que, por eso, todos los gobiernos que, por los motivos que sean, aún sostienen que la participación en sus sectores petroleros debe restringirse a monopolios estatales harían bien en plegarse ante el peso incontrovertible de la evidencia, y permitir el acceso de los capitalistas extranjeros a los mismos. De manera enteramente comprensible, estas arengas no han causado gran impacto (en términos prácticos) en los países donde las condiciones geológicas permiten que la exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos se puedan llevar a cabo sin la desinteresada colaboración de las multinacionales y donde, por lo tanto, el gobierno está en posición de monopolizar el usufructo de la renta petrolera.

Está claro, entonces, qué tipo de intereses creados son los que han favorecido la difusión de la idea de que la reintegración es un paso en la dirección correcta para la industria en su conjunto. Ahora bien, la aparente popularidad de esta idea entre los funcionarios de muchas de las empresas que han instrumentado programas de integración internacional es bastante más difícil de entender; después de todo, se antoja lógico suponer que son pocos los funcionarios de estas paraestatales los que verían con beneplácito el regreso de las compañías petroleras internacionales a sus respectivos países. Y sin embargo, nos encontramos con que el ministro petrolero del país exportador más importante de todos tiene esto que decir con respecto a la "reintegración de la industria":

El mundo petrolero es un mundo integrado por definición. Y mientras que algunas anomalías históricas y económicas se resolvieron en los setentas, yo considero en retrospectiva que el desacoplamiento entre los productores y las compañías petroleras quizás no debió haber sido tan severo. El presente impulso por la reintegración, entonces, es solamente el resultado de la tendencia inherente de la industria petrolera hacia la integración global (Hisham Nazer, en *P/W*, oct. 23, 1989, suplemento especial, p. 1).

A mi modo de ver, hay una hipótesis pragmática que permite resolver esta aparente contradicción. Esta hipótesis reza de la siguiente manera: los resortes que realmente han impulsado a las diversas compañías a seguir la senda de la integración vertical no han tenido absolutamente nada que ver con los motivos que se les han atribuido (la añoranza por la estabilidad, en particular), pero los dirigentes de estas compañías no se han tomado la molestia de explicar más a fondo su propia posición porque la fábula de la integración como retorno al origen les ha dado un buen pretexto para no hablar de los objetivos que realmente han perseguido al integrarse. Como se verá más adelante, cuando se examine con detenimiento el caso de PdVSA,

hay muchas circunstancias en las que resulta bastante comprensible que una compañía haga lo posible por ocultar cuáles han sido los *motivos* que la han empujado a integrarse verticalmente.

Tras este esbozo de los trasfondos ideológicos del fenómeno de la reintegración, podemos abordar la cuestión del significado, para el mercado petrolero en su conjunto, de la decisión de las compañías petroleras paraestatales de ciertos países exportadores de restablecer los nexos que unían en el pasado a los sectores de exploración, producción, refinación y comercialización de petróleo. Como se habrá podido apreciar, la reintegración no es un fenómeno de alcance auténticamente global, ni tampoco es la panacea que curará al mercado petrolero del mal de la volatilidad. Esto no quiere decir, sin embargo, que el fenómeno de la reintegración carezca en absoluto de relevancia. Pero lo cierto es que el verdadero interés de los programas de integración radica en lo que revelan acerca de la situación concreta de cada una de las empresas paraestatales que los han instrumentado en lo que se refiere, por ejemplo, a su capacidad de negociación comercial y, sobre todo, a sus relaciones con el representante de sus accionistas (es decir, con el gobierno de sus respectivos países de origen). En vista de lo anterior, creo que es obvio los investigadores de las manifestaciones individuales de la reintegración deberían prestar gran atención a las variantes económicas y políticas que distinguen a cada uno de estos programas entre sí (cosa que, extrañamente, no ha sucedido hasta el momento). La única perspectiva realmente fructífera para abordar el problema de la reintegración vertical es una que se concentre sobre los motivos y situación particulares de cada una de las compañías que han adquirido refinerías y sistemas de distribución en el extranjero: después de todo, ya desde la publicación del exhaustivo estudio de McLean y Haigh (1954) se oían voces que advertían que la generalización sin matices no era un buen método para aprehender el fenómeno de la integración vertical de la industria petrolera en toda su complejidad:

resulta aparente que las . . . [grandes compañías] han llegado a posiciones bastante disímiles con respecto a sus razones de producción de petróleo crudo contra corridas de refinería . . . En algunos casos, las compañías se movieron en direcciones diferentes aproximadamente al mismo tiempo. En otros casos, se movieron en la misma dirección, al mismo tiempo y en circunstancias parecidas, pero por motivos completamente distintos. Sólo en algunos casos se puede decir que hicieron las mismas cosas, al mismo tiempo y por las mismas razones (p. 111).⁴²

Estas líneas, escritas en momentos en que la noción de una compañía petrolera pudiera competir en tan sólo un segmento de la cadena industrial del petróleo era inconcebible, resultan doblemente pertinentes en estos días, cuando hasta la engañosa uniformidad de condiciones que imperaba en la década de los años cincuenta ha desaparecido por completo.

NOTAS

¹Véase Williamson, 1989, p. 93.

²Al respecto véase Doran, 1977.

³Entre las excepciones se cuentan Roeber, 1984; Ait-Laoussine y Wood-Collins, 1988; y Robinson, 1989a, Verleger, 1987.

⁴Véase Colitti, 1988 y 1993.

⁵Por ejemplo, la principal conclusión a la que llegaron las audiencias públicas en torno al funcionamiento del mercado petrolero internacional que en el año de 1952 condujera el senado de los Estados Unidos fue que

la característica más notable de la industria petrolera mundial es la posición dominante de siete compañías internacionales . . . que controlan directa o indirectamente la mayoría del negocio petrolero del mundo . . . desde las reservas hasta la producción, transporte, refinación y comercialización . . . El movimiento típico del petróleo desde el productor hasta el consumidor final siempre involucra transferencias en el seno de las compañías. Las ventas en un sentido estricto, el regateo y otras prácticas comerciales usuales son conspicuas por su ausencia (US Senate, 1952, pp. 22-23).

⁶Incluso en la época de auge de la integración había algunas compañías que eran fuertemente superavitarias en crudo (Gulf, BP) y otras que eran fuertemente deficitarias (Shell, Mobil). Sin embargo, estas compañías balanceaban sus posiciones suscribiendo acuerdos de largo plazo entre ellas, más que recurriendo al mercado. Como descubrió el senado de los Estados Unidos, "la larga duración de los contratos, las grandes cantidades de crudo involucradas, la naturaleza poco usual de los métodos de valoración y las condiciones de venta, así como la inclusión de provisiones que restringen la venta de este crudo sugieren que estos contratos son mucho más que una ordinaria transacción de negocios" (US Senate, 1952, p. 45). Un buen ejemplo de esto es el contrato de largo plazo por medio del cual Gulf vendía la mitad de su producción kuwaití a Shell. Al respecto decía el reporte del senado: "el acuerdo Gulf-Shell no hace referencia a ningún precio, pero contiene elaboradas provisiones que determinan la división de las ganancias entre las dos partes. Las ganancias se determinan y se comparten para todo el proceso integrado de producción, transportación, refinación y comercialización por un período mínimo de 22 años. Por lo tanto, para todo propósito práctico, se puede decir que Gulf y Shell están unidas en el largo plazo en una empresa petrolera totalmente integrada" (*ibid.*, p. 161).

⁷Esta metáfora se debe a Joseph Pogue, quien dijo: "*the industry assumes an hour-glass configuration, with the raw material drawn from innumerable sources, concentrated into channels of flow through the transportation and refining systems and again deploying into myriad lines of movement to countless points of final consumption*" (Frankel, 1953, p. 203).

⁸En palabras de Paul Frankel, la integración vertical "es más un método para salvaguardar la propia posición que [una manifestación] de aventurerismo o ansia de poder" (1953, p. 204)

⁹Bernard Mommer describe la génesis de la "regla de captura" del siguiente modo:

La propiedad territorial privada impone a cada uno de los arrendatarios límites en la ubicación de los pozos, que no tienen nada que ver con los criterios geológicos y técnicos. Pero lo que viene a agudizar dramáticamente el problema es el hecho de que el petróleo es líquido y puede suceder que emigre a los pozos del vecino. A este respecto, las Cortes estadounidenses decidieron que el petróleo pertenecía al que lo extrajera pues, para el estado de la geología de ese entonces, era simplemente imposible determinar su procedencia . . . Las Cortes partieron de una analogía con un animal salvaje, que no pertenece a nadie hasta que finalmente es cazado sobre el terreno de alguien y de esta manera apropiado: de allí que la decisión correspondiente haya sido conocida como "ley de captura" (1988, pp. 38-39).

¹⁰Los productores se fueron convenciendo más y más de las bondades de la integración a medida que el dominio de Standard Oil sobre el sector de la refinación se fue haciendo cada vez más pronunciado.

¹¹Por ejemplo, Standard of Indiana tenía mucho crudo pero no tenía dónde procesarlo: en contraste, Standard of New Jersey era fuertemente deficitaria en crudo.

¹²La talla de las concesiones petroleras en estos países, así como la carencia de infraestructura de los mismos, virtualmente dictaba que la compañía petrolera que aspirase a desarrollarlas tendría que ser de gran tamaño. Y como todas las empresas petroleras grandes estaban integradas...

¹³Occidental, por decir algo, ni siquiera poseía una refinería.

¹⁴Las compañías tuvieron que concentrarse sobre el mercado europeo porque el *Mandatory Oil Import Control Program* instrumentado por el gobierno de Eisenhower limitó severamente el acceso del crudo importado al mercado norteamericano. Al respecto véase Danielsen, 1982, pp. 150-151.

¹⁵Joe Roeber dice acertadamente: *"The market intrudes because the crucial supply decisions now rest on a make-or-buy basis... The effect of make-or-buy is powerful; it de-integrates the system and sucks the market into its innermost recesses"* (1984, pp. 4-5).

¹⁶Adelman, 1972, p. 100.

¹⁷Más de una vez, el congreso norteamericano consideró la posibilidad de, por la vía legislativa, forzar a las grandes compañías petroleras a desintegrarse (la ocasión más reciente fue en 1976; véase API, 1976). Todavía en 1979, Edward Kennedy introdujo una iniciativa de ley para prohibir a las dieciséis empresas petroleras más grandes de EU la adquisición de cualquier otra empresa petrolera cuyos activos tuvieran un valor superior a los 100 millones de dólares.

¹⁸El mercado de productos, por su parte, ha pasado a caracterizarse por el uso cada vez más generalizado de las pantallas de futuros para cerrar transacciones.

¹⁹No por nada fue Shell la primera compañía que concedió una gran autonomía operacional a sus diversas subsidiarias.

²⁰Esto hizo del *crack* de 1974 el revés más serio para la bolsa neoyorquina desde 1929.

²¹No se puede hacer suficiente énfasis en la importancia de este punto, y los ejemplos que lo demuestran son legión. Basta mencionar algunos. En 1966, William Baumol reportaba que el seleccionar una cartera eficiente mediante un procedimiento Markowitz simplificado entre un universo de 500 acciones y valores costaba la entonces prohibitiva suma de 350 dólares (y el correr el procedimiento completo podía costar hasta cincuenta veces más). Obviamente, esto restringía mucho el universo de posibles seguidores prácticos de las teorías de Markowitz. De la misma manera, las limitaciones tecnológicas de los equipos de cómputo arcaicos hacían que sólo fuera posible publicar el índice Standard & Poor's (que comenzara su existencia como el índice de la bolsa de valores de la comisión Cowles) una vez por semana, lo cual hacía imprescindible al índice Dow-Jones (mucho más burdo en concepción, pero también más fácil de calcular). Hoy en día, merced a que es posible conocer el valor exacto de los principales índices con intervalos de fracciones de segundo, el mercado de futuros de índices bursátiles "amplios" (como el S&P 500, Nikkei 225, FT-SE 100, y muchos más) se ha convertido en uno de los mercados financieros más importantes del mundo.

²²Hasta que surgieron todos estos nuevos instrumentos, la única manera práctica en que el proverbial "hombre de la calle" podía expresar un juicio acerca de una compañía, de un sector industrial o del mercado en su totalidad era comprando o vendiendo las acciones de alguna(s) compañía(s); además, sólo podía vender las acciones que estuvieran en sus manos (la práctica de vender corto siempre ha estado restringida a los círculos de inversionistas profesionales). Los instrumentos financieros de la actualidad permiten al inversionista, por poner decir algo, asegurar el valor de su portafolio contra algún revés temporal del mercado o apostar sobre el movimiento general del mercado.

²³Desde 1974, la capitalización de las principales bolsas de valores del mundo se ha incrementado enormemente. Sin embargo, su crecimiento no resulta tan impresionante si se le compara con el que ha experimentado el mercado de derivados. En veinte años, el valor nominal de este mercado ha llegado a los 16 billones de dólares: o sea, el equivalente a casi tres veces el PIB de los Estados Unidos en 1993 (Loomis, 1994, p. 25).

²⁴Las palabras del propio George Keller a este respecto son muy ilustrativas: *"The concept I was taught was that you moved your own crude through your own refining and downstream system... it was so obvious it was a truism"* (Yergin, 1991, p. 723).

²⁵Las sumas de dinero movilizadas en estas batallas corporativas fueron estratosféricas: Marathon, por ejemplo, cambió de manos en una transacción valorada en 5,900 millones de dólares mientras que Du Pont tuvo que desembolsar 7,800 millones de dólares por el privilegio de quedarse con Conoco.

²⁶La manera en que estas dos cosas se volvieron del dominio público fue, por cierto, bastante circunstancial. En mayo de 1981, la compañía canadiense Dome Petroleum hizo una licitación pública por un total de 22 millones de acciones de Conoco, en la cual ofreció un precio de 65 dólares por acción. La intención de Dome era usar este paquete accionario para forzar a Conoco a que le vendiera su participación en otra compañía canadiense, Hudson Oil & Gas Co. (Conoco detentaba el 53 por ciento de las acciones de Hudson, y Dome quería el control de la compañía para aprovechar un programa de subsidios del gobierno canadiense). A pesar de que el precio de Dome superaba ampliamente el precio al cual se cotizaban las acciones de su compañía, la dirigencia de Conoco se dio el lujo de menospreciar públicamente la licitación, confiada en que los accionistas no entregarían sus títulos a una compañía de tan poca monta. Este demostró ser un error de cálculo gigantesco, ya que los accionistas ofrecieron 55 millones de acciones a Dome (que no tenía ni la intención de adquirir tantas, ni los medios para pagarlas). El éxito inesperado de la licitación reveló la excelente disposición de los accionistas de Conoco por vender sus acciones, y esto arrojó la atención de Mobil, Seagram y Du Pont (la cual terminaría pagando 95 dólares por cada una de las acciones de Conoco).

²⁷En 1969, Pickens vio que el precio de las acciones de Hugoton Production - una compañía mucho más grande que la suya (Mesa Oil) - estaban considerablemente subvaluadas, tomando en cuenta lo que la venta de sus propiedades podría haber generado. Pickens consiguió el apoyo de los accionistas de Hugoton y logró que Mesa la absorbiera (Yergin, 1991, p. 728).

²⁸La primera de las víctimas de Pickens fue Cities Services, una compañía cuyo valor en la bolsa era equivalente a la tercera parte del valor de liquidación de sus activos (pero que aún así era tres veces más grande que Mesa Oil). La estrella de Pickens experimentó un vertiginoso ascenso después de su escaramuza con Cities. En rápida sucesión, Mesa intentó apoderarse de Superior Oil (que prefirió rendirse a Mobil a cambio de 5, 500 millones de dólares) y posteriormente de General American (que Phillips adquiriría en 1, 100 millones de dólares). Estas operaciones redituaron jugosas ganancias para Pickens, y cimentaron su reputación en el medio financiero.

²⁹Para todos los detalles de la historia véase Yergin, 1991, pp. 734-740.

³⁰En palabras de Robert O. Anderson, de ARCO: "We were a sitting duck, unless we got our share values up more closely to the values of our company" (Yergin, 1991, p. 740).

³¹Phillips Petroleum fue una de ellas: en 1984, sólo la implacable hostilidad de los habitantes de Bartlesville, Oklahoma (ciudad donde Phillips tenía su cuartel general) hacia Boone Pickens pudo impedir que Mesa Oil se quedara con la compañía. El caso de Unocal fue muy similar: la compañía californiana también fue presa de las atenciones de Mesa Oil, y pudo desembarazarse exitosamente de Pickens, aunque no sin sufrir graves mermas en su salud (durante algunos años, Unocal fue - en términos relativos - la compañía petrolera norteamericana con la carga de deuda más pesada). Por último, hay que mencionar a la compañía texana Diamond Shamrock. Mesa intentó adueñarse de Diamond en 1986, y ésta respondió al desafío mediante una reestructuración radical de sus operaciones.

³²ARCO, por ejemplo, se deshizo de sus intereses en minas y metales, vendió su refinería de Philadelphia e hizo de su refinería de Houston una compañía independiente (Lyondell Petroleum). Además, abandonó sus operaciones de comercialización de gasolina al este de la Rocallosas (para concentrarse en el lucrativo mercado de la Costa Oeste), incrementó su dividendo en un 33 por ciento, y comenzó un programa de readquisición de acciones de 4 mil millones de dólares. Esta reestructuración, según *International Petroleum Finance*, hubiera sido calificada por Pickens de "a textbook example of enhancing shareholder value" (IPF, jun. 30, 1985, p. 6). Amoco, por su parte, también vendió sus intereses mineros y puso en marcha un programa de readquisición de acciones de 1.750 millones de dólares. BP, que era dueña del 53 por ciento de Standard of Ohio, adquirió en 7, 600 millones de dólares las acciones restantes de la compañía, para así estar en posición de controlar más eficientemente los enormes flujos de efectivo generados por las operaciones de Sohio en Alaska. Por otro lado, Shell pagó 5.700 millones de dólares por el 31 por ciento de las acciones de Shell Oil U.S.A. que no detentaba ya. Hasta Exxon, que por su tamaño podía considerarse casi invulnerable a cualquier intento de adquisición hostil (inclusive en la era de los *junk bonds*), participó entusiastamente en la reestructuración: la compañía instrumentó un programa de readquisición de acciones valuado en 16 mil millones de dólares (3 mil millones más de lo que Chevron pagó por Gulf).

³³Joe Roeber se pregunta (en tono retórico):

Si un productor de crudo puede decidir libremente si desea vender su crudo a sus propias refinerías o en el mercado libre, ¿está integrado con su *downstream*? Cuando un refinador puede escoger entre correr su propio crudo o vender su crudo y comprar otro, ¿se puede decir que esté integrado con su *upstream*? Cuando el refinador se pregunta, a la luz de toda la información disponible, si debe correr crudo o comprar productos en el mercado, ¿cómo se puede decir que es parte de un sistema integrado? (1984, p. 4).

³⁴Como dicen Copeland, Koller y Murrin,

desde una perspectiva financiera, una compañía diversificada es esencialmente un complejo intermediario similar a un banco. [La compañía] toma fondos de sus dueños y de los mercados de capital, y busca invertirlos de manera que generen un beneficio superior al que los dueños ganarían en otro lado por inversiones con un riesgo similar. [Ahora bien.] si la estrategia corporativa fuese simplemente la suma de las estrategias de las unidades empresariales, ¿no sería más eficiente [en muchos casos] eliminar al intermediario e incorporar a cada unidad en una cartera propia? Y como los accionistas disfrutan de los servicios de una legión de analistas de valores, ¿no podrían escoger compañías para invertir en ellas directamente? ¿Por qué necesitan pagar grandes sumas a los administradores corporativos para que hagan esto por ellos? (1991, p. 24).

³⁵Roeber, 1984, p. 4.

³⁶Y con esto ha desaparecido también una de las vertientes académicas que se ocupaba del tema de la integración vertical de la industria petrolera. Este vertiente, cuyo representante más conocido es John Blair (autor de *The Control of Oil*) se sitúa en lo que Oliver Williamson llama "la tradición monopolística" de los estudios de organización industrial. Esta tradición "[imputa] las desviaciones de la norma clásica [de organización] al propósito monopolístico . . . [mientras que la tradición] de la eficiencia sostiene que las desviaciones sirven a los propósitos de economización" (Williamson, 1989, p. 34).

³⁷Véase, por ejemplo, Colitti, 1988 y 1993.

³⁸Como los *Red Line Agreements* y diversos contratos de suministro a muy largo plazo.

³⁹Presidente hasta hace poco de la Shell International Trading Company (SITCO).

⁴⁰Debido a la gran intensidad de capital de una planta de refinación, sus dueños tendrán una clara preferencia por utilizarla a su plena capacidad siempre que esto sea posible. Ahora bien, cuando el dueño de la planta es una paraestatal de un país miembro de la OPEP, esto puede repercutir sobre la flexibilidad que tiene la empresa para recortar sus volúmenes de producción (ya que el suministro de la refinería no puede ser sujeto de ajustes dictados por las necesidades del cartel), con lo cual disminuirá marcadamente su disposición a acatar su cuota de producción (en caso de que la cuota no le permita producir crudo a su máxima capacidad sostenible: véase Ait-Laoussine y Wood-Collins, 1988, p. 4). En este sentido, véase en *PIW* el artículo "Will Reintegration Lead to Schism among Opec Faithful?" (nov. 25, 1991, pp. 1-2). En lo personal, encuentro la idea de que el mercado sería más estable si algunas paraestatales de la OPEP no estuviesen verticalmente integradas muy difícil de aceptar, sobre todo porque supone un grado de cohesión entre los países miembros de la organización que creo que no existe.

⁴¹"Integration may need to be a two-way street to work" (Emond, 1988, p. 37).

⁴²De Chazeau y Kahn, en otro estudio clave acerca del tema, expresaron un parecer muy similar: "la generalidad [sic] de la integración y la similitud entre las actitudes de la mayoría de las grandes compañías petroleras hacia ella, no impide que existan grandes diferencias entre éstas . . . [las cuales tienen que ser] explicadas en términos de circunstancias históricas divergentes" (1959, p. 115).

2 LOS INTERESES DE REFINACIÓN DE PdVSA EN EL EXTERIOR DE VENEZUELA

El propósito de este capítulo es familiarizar al lector con los componentes del extenso emporio extranjero de refinación de PdVSA, ya que en secciones posteriores se harán numerosas referencias a ellos. Este es un capítulo meramente descriptivo, que no contiene ningún análisis propiamente dicho del programa de internacionalización venezolano o de sus motivaciones económicas y políticas. Para propósitos de referencia, al final de este capítulo podrá encontrar el lector un cuadro donde se resumen los datos y fechas más importantes en la historia del programa.

2.1 Ruhr Öl GmbH.

PdVSA firmó su primer convenio de internacionalización a principios de 1983 con la compañía Veba Öl (subsidiaria de Veba A.G., uno de los consorcios más grandes de la República Federal de Alemania). Mediante este convenio se constituyó la empresa Ruhr Öl, la cual pasó a ser propietaria de un complejo de refinación y petroquímica localizado en Gelsenkirchen, constituido por 2 refinerías con una capacidad conjunta de procesamiento de 250 MBD.¹ El acta constitutiva de Ruhr estipuló que Veba y PdVSA se dividieran a mitades el paquete accionario de la nueva empresa², y que ambas partes contarían con iguales derechos de representación en su consejo de administración.³

La firma del convenio de asociación de PdVSA con Veba tuvo lugar en un momento en que la industria de la refinación en Alemania atravesaba por un período excepcionalmente difícil.⁴ Aunque Veba compartía los sinsabores económicos de la refinación con el resto de las empresas petroleras alemanas, su situación era, si acaso aún más precaria. Según Grayson, Veba "se distinguía de sus [homólogas paraestatales] europeas porque tenía muy poco crudo propio y carecía [tanto] de un marco político claro para definir su accionar . . . [como] del respaldo 'espiritual' y económico del gobierno alemán" (Grayson, 1981, p. 146).⁵ La dirigencia de Veba consideraba que el principal problema de la compañía era su déficit crónico de crudo; por ello, se propuso lograr que Veba se asociara con una compañía que contara con fuentes de crudo propias.⁶ El hecho de que en aquel entonces Veba mantuviera unas relaciones particularmente buenas con PdVSA (las empresas habían suscrito convenios de cooperación tecnológica en 1978 y estaban considerando la posibilidad de establecer una empresa mancomunada para procesar crudos del Orinoco) debe haber simplificado bastante el proceso de selección y negociación que en última instancia desembocó en la creación de Ruhr.

En 1985⁷ se decidió - tras intensas negociaciones entre ambos socios - que Ruhr absorbería todas aquellas actividades de refinación y petroquímica de Veba que no hubieran sido cubiertas por el convenio original de 1983.⁸ En marzo de 1991, Ruhr nuevamente expandió su planta de refinación, esta vez mediante la adquisición del 37.5 por ciento de las acciones de la refinería de Schwedt (la más grande de las plantas de la otrora República

Democrática de Alemania). Esta operación convirtió a Ruhr en el refinador más grande de la Alemania unificada, al elevar su parte proporcional del total de la capacidad instalada de refinación de este país al 19.8 por ciento. La adquisición de Schwedt se llevó a cabo a pesar de que

- a) la muy dispersa estructura de propiedad de la refinera complicaba la firma de un contrato de suministro a largo plazo con PdVSA;
- b) era evidente que serían necesarias grandes inversiones para adecuar la planta a las normas de refinación vigentes en Alemania Occidental⁹, y
- c) se antojaba difícil atenuar el grado de dependencia que la planta tenía hacia el crudo ruso.¹⁰

En retrospectiva, resulta obvio que PdVSA consideraba que las perspectivas de crecimiento del mercado de petrolíferos (y sobre todo de gasolina) de Alemania oriental eran lo suficientemente brillantes como para compensar todos estos aspectos negativos.¹¹

Conviene apuntar que, aunque los términos del acta constitutiva de Ruhr dan a PdVSA la opción de utilizar la mitad de la capacidad de refinación de la compañía para procesar crudo venezolano, la paraestatal venezolana no siempre ha ejercido esta prerrogativa. De hecho, durante mucho tiempo, aproximadamente la quinta parte del crudo procesado a cuenta de PdVSA fue crudo Urales de procedencia soviética.¹² Un último aspecto interesante del convenio de asociación que merece la pena mencionar es que Ruhr Óil como tal no deriva ninguna ganancia monetaria de la refinación del crudo en sus plantas. Los socios nunca transfieren a Ruhr su título de propiedad sobre el crudo procesado ni sobre los productos terminados, y una vez que estos últimos han sido vendidos, cada socio recibe el 50 por ciento de los ingresos netos totales y reembolsa a Ruhr sus costos atribuibles de refinación y distribución. Este mecanismo de maquila está pensado para que los estados financieros de Ruhr salgan siempre en ceros.

2.2 Refinería Isla (Curazao), S.A.

En octubre de 1985, Refinería Isla - una compañía subsidiaria de PdVSA - comenzó a operar (bajo la égida de un contrato de arrendamiento firmado con el gobierno de las Antillas holandesas) una refinería de 320 MBD de capacidad nominal de destilación, localizada en Emmastad, Curaçao. El contrato de arrendamiento no cubría solamente a la refinería, ya que también concedía a PdVSA el usufructo de la terminal marítima de Curaçao, y de las instalaciones de almacenamiento aledañas a la misma. En este contrato se estipulaba que PdVSA pagaría al gobierno isleño una cuota anual de once millones de dólares por un espacio de cinco años por la renta de los activos.¹³

La refinería de Curaçao fue propiedad de la Royal Dutch/Shell por espacio de más de cincuenta años. Al igual que el resto de las enormes refinerías de la zona del Caribe¹⁴, Curaçao fue diseñada para producir cantidades colosales de residuales de alto azufre, para suministrar este producto al litoral atlántico de los Estados Unidos. A principios de la década de los ochenta, el incremento en el precio del crudo y el ensanchamiento del diferencial de precios

entre los productos ligeros y los pesados provocado por la caída en la demanda de residuales¹⁵ provocaron que muchas de estas refinerías se vieran forzadas a cesar sus operaciones o a recortar sus corridas de refinación drásticamente.¹⁶ Shell Curaçao y Exxon Aruba, lograron durante algún tiempo mantener sus corridas en cuando menos un 50 por ciento de su capacidad instalada de destilación, pero tan sólo porque Venezuela siguió vendiéndoles crudo con base en fórmulas preferenciales que relacionaban su precio con el del combustible residual en la costa del Golfo. Por ello, cuando a finales de 1984 Venezuela les notificó que les recortaría aún más los suministros de crudo y que - en lo sucesivo - les facturaría con base en sus precios oficiales, la situación de este par de refinerías pasó de precaria a insostenible.¹⁷

En abril de 1985, Shell se confesó incapaz de operar rentablemente la refinería de Curaçao y anunció que la cerraría a finales de ese año¹⁸ a menos de que alguien (ya fuera el gobierno antillano, el gobierno holandés, o PdVSA) absorbiera sus cuantiosas pérdidas y contribuyera con una buena proporción de los 500 millones de dólares que calculaba serían necesarios para modernizar la refinería. Poco a poco, fue quedando en claro que solamente PdVSA estaba en posición de hacer algo por la refinería, pero la compañía venezolana se mostró muy reticente a comprometerse en este asunto. Cuando el estado de las negociaciones con Shell parecía indicar que un final acrimonioso era inevitable, el mercado petrolero internacional comenzó a dar señales de gran debilidad. Debido a esto, PdVSA - que había rehusado comprometer volúmenes para el suministro de Curaçao - prontamente le asignó 150 MBD de crudo a la refinería (el equivalente al 10 por ciento del total de las exportaciones venezolanas de entonces). Para su mala fortuna, este gesto de desinteresada buena voluntad no convenció a Shell de alterar sus designios respecto a la planta. La amenaza del cierre de Curaçao se volvió aún más preocupante para PdVSA hacia finales de junio de 1985, cuando las exportaciones venezolanas de crudo no pudieron llegar a la marca del millón de barriles diarios (*P/W*, jul. 22, 1985, p. 3), debido a la guerra de precios que se había desencadenado en el mercado petrolero internacional. Este hecho provocó una notable aceleración en el paso de las negociaciones, las cuales finalmente desembocaron en un paquete de rescate bastante sencillo: por un lado, la refinería pasó a ser propiedad del gobierno antillano, que la arrendó a PdVSA; por otro lado, PdVSA pagó a Shell una suma nunca revelada por los inventarios de la refinería; finalmente, se estipuló que PdVSA sería el operador de la planta, aunque tanto la paraestatal venezolana como el gobierno antillano tendrían la posibilidad de procesar crudo en las instalaciones.¹⁹

Los planes originales de PdVSA para la refinería contemplaban que Maraven le suministrara alrededor de 150 MBD de crudo ligero para procesamiento bajo contrato, y que los productos resultantes fueran comercializados por Maraven, Lagoven y Corpoven. En un inicio, Maraven se mostró recalcitrante a cubrir la totalidad de este volumen; de hecho, en los primeros meses de operación de Refinería Isla, las corridas de crudo en la planta fueron consistentemente inferiores a los 100 MBD (*PON*, jul. 15, 1986, p. 1). Sin embargo, es

evidente que cualesquiera que hayan sido las razones detrás de la reticencia de Maraven, éstas ya han desaparecido, porque desde hace varios años la refinería regularmente procesa alrededor de 180 MBD de crudo venezolano. En la actualidad, los principales mercados para los productos procedentes de Curaçao son América Latina y los Estados Unidos (con el 35 por ciento del total cada uno). Aproximadamente 15 por ciento de la producción de la refinería se vende en Europa, mientras que Venezuela y otros destinos absorben el 14 por ciento restante.

2.3 AB Nynäs Petroleum

En junio de 1986, PdVSA adquirió la mitad de las acciones de la compañía AB Nynäs (una unidad de negocios del conglomerado sueco Axel Johnson), a cambio de 165 millones de coronas suecas.²⁰ Nynäs era dueña de tres refinerías asfaltadoras localizadas en Amberes, Gotenburgo y Nynäshämnen (las cuales contaban con una capacidad conjunta de destilación del orden de los 55 MBD²¹), de una red de 16 terminales de distribución de asfalto y de una flota de carros tanque y barcas dedicados al transporte de este producto. La fuerte presencia de Nynäs en algunos importantes mercados de especialidad²², así como su larga experiencia en la refinación de crudos pesados venezolanos, hicieron que la adquisición parcial de sus activos por parte de PdVSA fuera considerada como un paso decisivo para consolidar la posición de los crudos pesados venezolanos en los segmentos de asfalto y lubricantes nafténicos del mercado europeo. La transacción también convino a la empresa sueca, ya que en el momento en que se llevó a cabo, el estado financiero de su matriz era bastante precario.²³

En agosto de 1992, se anunció que Nynäs compraría los activos de la compañía Briggs Oil Ltd. (filial del grupo británico Tarmac), en 133 millones de dólares. Por medio de esta transacción, Nynäs pasó a ser propietaria del 100 por ciento de una refinería de 10.000 b/d de capacidad localizada en Dundee, Escocia, y de la mitad de otra refinería de 12.000 b/d de capacidad localizada en Eastham, Inglaterra. Tarmac, por su parte, recibió una muy bienvenida inyección de efectivo para fortalecer su hoja de balances (el desempeño de la compañía en los años previos había sido pésimo, y esto había llevado a un desplome en el valor de sus acciones). Esta adquisición (que iba aparejada con un contrato de largo plazo por el cual Nynäs se comprometía a proveer de asfalto a TARMAC) llevó la participación de Nynäs en el mercado de asfaltos del noroeste de Europa al 17 por ciento.

2.4 Citgo Petroleum Corporation

A mediados de 1985, la prensa especializada anunció que PdVSA estaba considerando la posibilidad de adquirir activos de refinación en Estados Unidos, a pesar de que en 1984 el presidente Jaime Lusinchí había ordenado a Brígido Natera (presidente de PdVSA a la sazón) que se suspendiera la internacionalización (Sosa Pietri, 1993, p. 73). Según *P/W*, diversos funcionarios venezolanos manifestaron que "[PdVSA buscaba] establecer algún tipo de asociación para exportar crudos pesados o componentes residuales para su conversión y comercialización en los Estados Unidos . . . [la cual tenía que involucrar] la adquisición de una

red de distribución que llegara hasta el usuario final [*sic.*].” Estos funcionarios también revelaron PdVSA no tenía ninguna refinería particular en mente (*PIW*, jun. 3, 1985, p. 3). Esta indefinición no duró gran cosa, ya que a finales de 1986 PdVSA suscribió un convenio con The Southland Corporation para adquirir el 50 por ciento de las acciones de Citgo Petroleum Corporation (subsidiaria de ésta) en 290 millones de dólares. Citgo era dueña de una refinería de 320 MBD de capacidad (la octava más grande de Estados Unidos), localizada en Lake Charles, Louisiana. Esta planta se distinguía por su gran capacidad de proceso de crudos pesados y amargos, y por su muy alto índice de conversión.²⁴

El convenio de asociación PdVSA-Southland supuso la firma de un contrato de suministro de largo plazo entre ambas empresas. Por medio de este contrato, la paraestatal venezolana se comprometió a entregar a Citgo un volumen mínimo de 120 MBD de crudo durante 20 años (el contrato daba a PdVSA la opción de aumentar el volumen contractual hasta 200 MBD). A cambio, Southland asumió la obligación de cubrir cierta proporción de sus necesidades totales de gasolina con producto de Citgo (50 MBD o el 35 por ciento de sus compras, lo que resultara menor). También se estableció que el contrato a largo plazo que daba a Citgo la opción de comprar toda la producción doméstica de crudo de Occidental Petroleum permanecería en vigor hasta el año de 1998.²⁵

A pesar del gran tamaño y complejidad de la refinería de Lake Charles, el desempeño financiero de Citgo en los años anteriores a 1986 nunca había sido satisfactorio.²⁶ El año de 1986, sin embargo, fue especialmente desastroso para la compañía: la caída en los precios de los productos hizo que Citgo perdiera 100 millones de dólares solamente durante el primer trimestre del mismo (*USOW*, mar. 31, 1986, p. 4). Esto hizo que la dirigencia de la empresa concediera la máxima prioridad a la tarea de conseguir una fuente de suministro de crudo que “redujera o hasta eliminara la propensión de Citgo a incurrir graves pérdidas cuando el mercado atraviesa por un período de depresión” (*IPF*, jun. 30, 1986, p. 6). Fue así que PdVSA se convirtió en socia de Southland.

Durante algún tiempo, esta unión funcionó razonablemente bien²⁷, pero una serie de circunstancias hicieron que las relaciones entre PdVSA y Southland se volvieran tirantes. Debido a esto, en enero de 1990, PdVSA pagó 661.5 millones de dólares por la otra mitad de Citgo.²⁸ La dirección de Citgo, que había sido presa de gran incertidumbre en los meses previos a esta operación, acogió la acción de PdVSA con un alivio considerable.

El desempeño de Citgo desde 1990 ha sido calificado - de manera casi universal - de estelar: la tasa de crecimiento anual en sus ventas de gasolina ha promediado 20 por ciento y la compañía se ha convertido en el expendedor de gasolina más grande de los Estados Unidos (en términos del número de gasolineras que expenden producto bajo su bandera). La compañía inclusive ha superado las expectativas de sus propios directivos: en 1990, por ejemplo, su director general declaró que esperaba que Citgo tuviera 11, 000 expendios de gasolina para 1995 (*NPN*, jul. 1990, p. 34); sin embargo, para 1993, Citgo ya contaba con 12, 531

gasolineras en su haber (*NPNFB*, 1993, p. 144). Hay que decir también que las ganancias de Citgo a partir de su adquisición total por parte de PdVSA han aumentado de forma tan constante que las referencias laudatorias a la compañía en la prensa especializada se han convertido en un lugar común.²⁹

2.5 Champlin Refining Company

En el primer trimestre de 1987, PdVSA y Union Pacific Corporation crearon una compañía mancomunada llamada Champlin Refining Corporation, la cual pasó a ser dueña y operadora de un complejo industrial localizado en Corpus Christi, Texas. Este complejo constaba de una refinería de alta conversión de 165 MBD de capacidad y de diversas plantas petroquímicas. Los derivados que allí se producían se comercializaban en diez estados del sureste americano. Champlin compartía con Citgo una característica bastante desfavorable: a pesar de la gran complejidad de sus instalaciones, sus resultados financieros nunca habían sido particularmente buenos.³⁰

En el convenio de asociación con Union Pacific, PdVSA asumió la responsabilidad de proveer a la planta con cuando menos 80 MBD de crudo por espacio de 25 años. Las partes también acordaron que el convenio contemplara la posibilidad de que PdVSA adquiriera el resto de la compañía en el corto plazo (la inclusión de esta cláusula indica que es muy probable que Union Pacific hubiera decidido de antemano abandonar el negocio de la refinación, para dedicarse tan sólo a la producción de crudo³¹). En 1988, PdVSA ejerció esta opción, y pagó a Union 165 millones de dólares por el resto de Champlin. PdVSA también decidió ampliar el volumen contractual que vendía a su subsidiaria: las enmiendas al contrato de suministro facultaron a PdVSA para vender cuando menos 140 MBD de crudo y 10 MBD de nafta virgen a Champlin; además, PdVSA se reservó el derecho de proveer a la refinería con todos sus insumos, en caso de que así le conviniera a los venezolanos. Posteriormente, en enero de 1991, Citgo absorbió todos los activos de Champlin y las operaciones de ambas se consolidaron bajo la dirección única de la primera. Con esto, Champlin cesó de existir como subsidiaria independiente de PdVSA.

2.6 Citgo Asphalt Refining Company

Esta compañía nació en marzo de 1992, cuando Citgo formalmente absorbió todos los activos de la Seaview Petroleum Company (para esas alturas, sin embargo, Citgo detentaba la totalidad de las acciones de Seaview).³² Para PdVSA, el atractivo principal de Seaview radicaba en la refinería asfaltadora (de 84 MBD de capacidad) y la terminal marítima que ésta poseía, localizadas ambas en Paulsboro, New Jersey. Los cuadros gerenciales de PdVSA consideraron que esta refinería sería un vehículo ideal para que Citgo penetrara el lucrativo mercado de asfaltos de la costa este de los Estados Unidos.

El 22 de junio de 1992 se supo que Citgo había decidido expandir sus operaciones de asfalto adquiriendo (en 20 millones de dólares) una refinería de 28 MBD de capacidad localizada en Savannah, Georgia, 2 terminales de distribución y 135 carros de ferrocarril acondicionados para el transporte de asfaltos. La refinería había sido propiedad de Amoco (empresa que ya no tenía ningún interés en mantenerla en operaciones). Posteriormente, en abril de 1995, Citgo compró una pequeña planta asfaltadora (localizada en St. Rose, Louisiana) diseñada para procesar crudos pesados dulces, que era propiedad de la empresa texana Enjet. Esta planta llevaba menos de un año en posesión de Enjet; su anterior dueño (Phibro Energy) la había cerrado, debido a su incapacidad de operarla rentablemente.³³

2.7 The Uno-Ven Corporation

A finales de 1988, PdVSA firmó un acuerdo de asociación con Unocal en el cual se estableció que, a cambio del pago de 500 millones de dólares, la compañía venezolana pasaría a ser la dueña del 50 por ciento de una empresa mancomunada (Uno-Ven) que operaría una refinería de alta conversión de 151 MBD de capacidad, localizada en Lemont (Illinois).³⁴ La nueva empresa también se encargaría de la comercialización y distribución de los productos petrolíferos provenientes de la planta.³⁵ El acuerdo estipulaba asimismo que PdVSA suministraría a Uno-Ven un volumen base de 135 MBD de crudos ligeros venezolanos hasta el año 2009³⁶ (el resto de las necesidades de la refinería se cubrirían mediante importaciones de crudo canadiense).

Mediante la incorporación de Lemont a su sistema internacional de refinación, PdVSA casi logró cumplir con su meta declarada de colocar 700 MBD de crudo venezolano en instalaciones de su propiedad.³⁷ Aún así, cuando se anunció el trato con Unocal, muchos analistas se mostraron sorprendidos por el hecho de que PdVSA hubiera adquirido una refinería cuyo suministro planteaba bastantes complicaciones de índole logística y que además no estaba localizada en la zona de principal interés económico para Venezuela, o sea, la costa del Golfo de los Estados Unidos (*PIW*, oct. 24, 1988, p. 3). Sin embargo, funcionarios de la paraestatal venezolana defendieron la adquisición diciendo que la planta "era muy rentable, daba a PdVSA acceso a un mercado completamente nuevo, y contaba con una amplia red de distribución para sus productos" (*ibid.*).³⁸

Los quinientos millones de dólares que pagó PdVSA a Unocal sirvieron para fortalecer la hoja de balances de la compañía californiana. Del lado venezolano, los beneficios de la asociación han sido bastante más elusivos. En opinión de propios y extraños, Uno-Ven siempre ha sido la "hermana fea" de Citgo; esto posiblemente obedezca a que el negocio ha resultado ser bastante menos atractivo - desde un punto de vista económico - de lo que PdVSA esperaba originalmente (*PON*, sept. 1, 1992, p. 1). Por ello, repetidamente han circulado rumores de que PdVSA desea deshacerse de su interés en la compañía; en alguna ocasión inclusive se dijo que PdVSA y KPC entraron en negociaciones para que la primera vendiera a la segunda su paquete accionario de Uno-Ven en trescientos millones de dólares (*ibid.*, p. 3).

Sin embargo, de manera algo contradictoria, también se ha dicho en múltiples ocasiones que Citgo comprará a Unocal su parte de Uno-Ven, para así incorporar las operaciones de esta compañía a su sistema.³⁹

2.8 Lyondell-Citgo Refining Company

El interés de PdVSA por la refinería de Lyondell en Houston data de mucho antes de que comenzaran a aparecer en la prensa especializada rumores acerca de una posible asociación entre ambas compañías.⁴⁰ Esto no resulta extraño, en vista de las características de esta refinería (su complejidad, su gran tamaño y su marcada preferencia por los crudos pesados y nafténicos como el crudo mexicano Maya, o los crudos procedentes de las subestructuras geológicas del campo Costanero Bolívar). Por lo mismo, el medio petrolero no se mostró demasiado sorprendido cuando en julio de 1992 se anunció que, por un lado, Lyondell y Citgo constituirían una empresa mancomunada - Lyondell-Citgo Refining Company, ó LCRC - que pasaría a ser propietaria y operadora esta refinería, y por el otro, que PdVSA se encargaría de suministrar grandes volúmenes crudo pesado a la refinería hasta el año 2017. El convenio también estipulaba que la refinería sería el sujeto de una muy extensa modernización (pensada para incrementar la capacidad de procesamiento de crudo pesado⁴¹ y mejorar los rendimientos de diesel bajo en azufre y gasolina reformulada de la refinería), y que PdVSA contribuiría con la mayoría del capital necesario para instrumentarla. El costo estimado del proyecto es cercano a los 800 millones de dólares, lo convierte en el más costoso que PdVSA haya emprendido jamás allende las fronteras de Venezuela. La alianza Lyondell-Citgo también marca un hito en la historia del programa de internacionalización porque constituye el primer proyecto de asociación en que PdVSA ha tomado acciones encaminadas a incrementar la demanda agregada de crudos pesados en un mercado.

El trato con Lyondell dio a Citgo una participación accionaria inicial del 5 por ciento en LCRC. Citgo se comprometió a contribuir de inmediato con 200 millones de dólares a la capitalización de la compañía, y a inyectar 100 millones de dólares adicionales al final de 1993 y de 1994, y 125 millones de dólares más entre 1994 y 1997. La subsidiaria de PdVSA también aceptó que todos sus dividendos correspondientes a los años 1992-1997 se reinvirtieran directamente en LCRC. Mediante todas estas aportaciones de capital, Citgo gradualmente elevará su participación accionaria en LCRC hasta un 35 por ciento en 1997. Además, Citgo tiene la opción de invertir sumas adicionales en la compañía para llevar su participación hasta un máximo de 50 por ciento después de 1997, una vez que haya sido completado el proyecto de modernización de la refinería. La subsidiaria de PdVSA ha manifestado en repetidas ocasiones que ejercer esta opción definitivamente está dentro de sus planes futuros (*IPF*, jul. 15, 1993, p. 3; *PON*, jul. 6, 1993, p. 1).

Antes de que decidiera asociarse con Citgo y atarse a un contrato de suministro de crudo de muy largo plazo, Lyondell se jactaba de ser uno de los refinadores con más rápida capacidad de respuesta para sacar ventaja de oportunidades de arbitraje en el mercado (cosa

que le permitía disminuir substancialmente los costos de adquisición de los insumos de la refinería). Estas pretensiones no carecían de fundamento, pero cuando comenzaron a hacerse evidentes los costos que traería aparejado el cumplir con las restricciones ambientales contenidas en las enmiendas del *Clean Air Act*, y las dificultades operativas que provocaría la nueva legislación, la junta de directores de Lyondell consideró que había llegado el momento de abrazar la estabilidad como el valor cardinal de la empresa (en preferencia a la flexibilidad a ultranza). La alianza con PdVSA es idónea para este propósito, ya que da a Lyondell una gran seguridad volumétrica en sus suministros de crudo, a precios muy atractivos. Citgo también se ha comprometido a adquirir una parte sustancial de los combustibles automotores producidos por la refinería para abastecer su sistema de estaciones de servicio.⁴² Finalmente, hay que apuntar que la asociación con Citgo permitirá que Lyondell utilice sus flujos de efectivo para financiar otras actividades (en particular la petroquímica, rama en la que disfruta de ventajas competitivas considerables).

NOTAS

¹Las refinerías de Scholven y Horst constituyen el complejo de Gelsenkirchen. Se encuentran conectadas por una red de oleoductos y poliductos que permite que se operen como una sola planta. Las instalaciones se cuentan entre las más complejas de Europa: su rendimiento de combustible residual es de alrededor de 8 por ciento, cifra que es mucho mejor que la media europea, que es de aproximadamente 20 por ciento (WPA, Dic. 6, 1993, p. 19).

²PdVSA tuvo que pagar 250 millones de dólares por su parte del paquete.

³Esta igualdad, sin embargo, no se extendió al plano operativo, ya que se estableció que Veba y sus múltiples subsidiarias serían quienes se encargarían de forma exclusiva de todas las actividades relacionadas con el manejo cotidiano de la refinería y con la distribución y comercialización de los productos refinados procedentes de Gelsenkirchen.

⁴Esta crisis tuvo sus orígenes tanto en la enorme contracción en la demanda de productos petrolíferos del país - entre 1979 y 1980, la demanda alemana de petróleo se redujo en aproximadamente 20 por ciento - como en la devaluación del marco con respecto al dólar, y también en el sensible incremento en precio del crudo ocasionado por la revolución iraní. La conjunción de estos tres factores ocasionó que, durante los años de 1980, 1981 y 1982, los refinadores alemanes en su conjunto registraron pérdidas superiores a los 1.700, 5.500 y 4.500 millones de marcos, respectivamente.

⁵Según Grayson, cuando las operaciones de refinación de Veba comenzaron a arrojar enormes pérdidas, "Veba tornó sus ojos a Bonn, pero Bonn decidió mirar hacia otro lado" (Grayson, 1981, p. 159). Debido a la renuencia del gobierno alemán a apoyar sus operaciones petroleras, Veba A.G. tenía que subsidiarlas internamente, utilizando para ello los flujos de efectivo resultantes de sus actividades de generación y distribución de electricidad (*ibid.*, p. 156). Esta situación no satisfacía a los funcionarios del conglomerado, quienes comprendían que esta ruta de escape era insostenible en el largo plazo.

⁶Durante la década de los años setenta, Veba había llegado a una conclusión similar en cuando menos dos ocasiones, y había concretado alianzas estratégicas con multinacionales tradicionalmente superavitarias en crudo. Desafortunadamente para su causa, los socios que Veba eligió en esas ocasiones no pudieron ofrecerle una estabilidad de suministros o de márgenes de refinación duradera, cuando en 1981-1982 Veba nuevamente se vio en la necesidad de encontrar un salvador, la compañía decidió buscarlo entre las filas de las aparentemente todopoderosas compañías parastatales de los grandes países exportadores de petróleo.

⁷Año en el cual la industria petrolera alemana sufrió una nueva reestructuración, que redujo la capacidad instalada de destilación a 1.650 MBD (1.350 MBD menos que en 1976).

⁸PdVSA pagó 55 millones de dólares por su parte de estos activos, que incluían el 25 por ciento de la Erdöl Raffinerie de Neustadt, el 33 por ciento de la Oberrheinische Mineralölwerke en Karlsruhe, el 38 por ciento de la terminal Maarschap Europoort en Rotterdam, el 20 por ciento del oleoducto Rotterdam-Rhein, el 25.1 por ciento en la terminal marítima Northwest Ölleitung de Wilhelmshaven y el oleoducto que conecta a este puerto con la región del Ruhr, el 25 por ciento de sendas terminales marítimas localizadas en Lavera y Trieste y el 25 por ciento de los oleoductos Transalpino y Sudeuropeo.

⁹El consorcio que adquirió la refinería prometió al gobierno alemán que invertiría 1.500 millones de marcos en su modernización, pero hasta mediados de 1994, había invertido tan sólo 300 millones de marcos (EER, 8 jul. 1994, p. 8). En el momento en que tuvo lugar la adquisición de Schwedt, PdVSA estimó que serían necesarios unos 800 millones de dólares para que ésta fuera capaz de procesar 180 MBD de crudo venezolano. Desgraciadamente para la causa venezolana, una inversión de esta naturaleza no parece estar dentro de los planes futuros del consorcio.

¹⁰Hasta antes de la reunificación alemana, la refinería - por razones obvias - recibía la totalidad de sus suministros de Siberia, a través del ducto Druzhba.

¹¹Sin embargo, el sector de refinación de Alemania oriental ha estado lejos de ser la mina de oro que muchos pronosticaban, y quizás esto explique por qué PCK Schwedt (nombre del consorcio que es dueño la refinería) nunca ha dado a conocer oficialmente el monto de los ingresos totales o de las ganancias o pérdidas provenientes de la operación (EER, 8 jul., p. 8). En 1992, RWE-DEA reveló que esperaba que sus pérdidas por su participación en esta refinería fueran de alrededor de 200 millones de marcos entre 1992 y 1996. Si se extrapola esta cifra con base en la participación accionaria de los demás socios, en este mismo período el consorcio habría perdido alrededor de 534 millones de marcos en la operación de Schwedt.

¹²Esta operación se llevaba a cabo bajo la égida de un convenio de cooperación suscrito por los gobiernos venezolano y soviético en noviembre de 1976, en el cual se estipulaba que la URSS suministraría crudo Urales a los clientes europeos de PdVSA, a cambio de que ésta entregara crudos de calidad parecida a Cuba (*P/W*, Mar. 4, 1991, p. 4). Mediante este arreglo, tanto PdVSA como los soviéticos reducían de manera sustancial sus costos por concepto de fletes. El colapso de la URSS y el no cumplimiento de los términos de este acuerdo por parte de Rusia provocaron la suspensión indefinida de éste. Ruhr sigue procesando grandes cantidades de Urales, pero el suministro de este crudo no está amparado por ningún acuerdo intergubernamental.

¹³A partir de 1988, la cuota anual ha sido de quince millones de dólares. En 1994, PdVSA extendió el contrato de arrendamiento por 20 años, y anunció que gastaría alrededor de 600 millones de dólares en un programa de reparación y modernización para la planta (*EC*, 19 ago. 1994, p. 8). El contrato de arrendamiento originalmente establecía que PdVSA quedaría exenta del pago de derechos e impuestos en las Antillas Holandesas.

¹⁴Entre las que se pueden destacar Borco (Bahamas, 500 MBD), Point-a-Pierre (Trinidad, 255 MBD), Exxon Aruba (400 MBD), Hess Oil Virgin Islands (545 MBD), Amuay (Venezuela, 670 MBD) y Punta Cardón (Venezuela, 300 MBD).

¹⁵La demanda de este derivado del petróleo - que se utilizaba principalmente para la generación de energía eléctrica - experimentó una dura caída durante la década de los años setenta; en 1977, las importaciones estadounidenses de combustible totalizaban 1.359 MMBD; para 1983, esta cifra se había reducido a 699 MBD (*P/W*, Nov. 5, 1984, p. 7).

¹⁶En aquellos días, el único refinador caribeño que se encontraba en una buena posición era Amerada Hess, gracias a que el alto índice de conversión de su refinería de las Islas Vírgenes le había permitido adueñarse del setenta por ciento del mercado de gasolina importada de los Estados Unidos (*P/W*, abr. 22, 1985, p. 1).

¹⁷La refinería de Aruba fue la primera en sentir los efectos de la nueva política comercial de PdVSA (cosa nada sorprendente, dado que era la más anticuada de la zona). Su cese oficial de actividades se verificó en marzo de 1985, luego de que Exxon fracasara en sus intentos por convencer a PdVSA de que continuara suministrando crudo a precios preferenciales a la planta o de que, en su defecto, la comprara. Exxon argumentaba que si PdVSA contribuía a mantener abierta a Aruba, la compañía venezolana conservaría un destino garantizado para su crudo (amén de que salvaría a la economía de Aruba del colapso). En aquellos momentos sin embargo, PdVSA todavía no se preocupaba gran cosa por la cuestión de la seguridad volumétrica de sus exportaciones (el *P/W* de agosto 29 de 1983, por ejemplo, reportó que, a pesar de que Exxon era "un cliente muy importante", y de que PdVSA "haría todo lo posible por mantener su contrato . . . de más de 200 MBD", la compañía venezolana estaba pensando en declarar el contrato en *phase out* si Exxon no se mostraba más transigente hacia las exigencias de precios venezolanas). Por ello, no es sorprendente que PdVSA repudiara los avances de Exxon. También se negó a comprar la planta porque calculó que modernizarla costaría algo así como 300 millones de dólares.

¹⁸El gobierno de los Países Bajos, preocupado por la posibilidad de que el colapso de la principal actividad económica en sus dependencias del Caribe desencadenase una ola de migración hacia la metrópoli, trató de convencer a Shell de que no abandonara Curaçao (*P/W*, abr. 22, 1985, p. 4). Pero Shell, después de haber perdido 25 millones de dólares durante 1984 por culpa de la planta, prestó oídos sordos a estos ruegos.

¹⁹El gobierno antillano nunca ha procesado crudo a cuenta suya.

²⁰Equivalentes en aquel entonces a 23.5 millones de dólares, aproximadamente.

²¹Los asfaltos (tanto de uso general como variedades de especialidad) constituyen alrededor del 70 por ciento de los rendimientos de estas refinerías. Estas plantas también producen cerca de 500 tipos distintos de lubricantes y solventes.

²²En 1986, Nynäs ocupaba el 18 por ciento del mercado europeo para lubricantes nafténicos y el 15 por ciento del mercado de asfalto.

²³Cuando PdVSA adquirió Nynäs, Axel Johnson tuvo que ceder el 23 por ciento de las acciones de la compañía al Banco de Inversiones de Suecia, el cual se cobró así un préstamo que había hecho a la compañía en el pasado, y Axel Johnson no había podido liquidar (CEPET, 1989, v. II, p. 183). La inyección de capital de PdVSA bastó para sanear la hoja de balances de Axel Johnson, por lo que en 1989 el conglomerado se vio obligado a vender su parte restante de las acciones de Nynäs a la empresa petrolera paraestatal finlandesa Neste Öy.

²⁴ Citgo también contaba con un sistema de distribución relativamente grande: entre otras cosas, la compañía tenía participación accionaria en los ductos Colonial y Explorer (los cuales unen a la costa del Golfo con la zona de Nueva Inglaterra y la meseta central de los Estados Unidos, respectivamente), y era dueña de 42 terminales de distribución (con una capacidad total de almacenamiento de 18 millones de barriles de producto terminado), de flotas propias para el transporte terrestre y fluvial de todo tipo de derivados de petróleo, y de algo así como 16 mil millas de ductos para crudo y productos. En lo que a la comercialización se refería, Citgo suministraba gasolina a más de siete mil estaciones de servicio, y tenía extensas operaciones de lubricantes.

²⁵En 1983, Southland y Occidental suscribieron un contrato que concedía a Citgo *first call* sobre todo crudo que Occidental producía en Estados Unidos.

²⁶Cuando Southland compró Citgo, asumió que las ventas combinadas de gasolina de ambas compañías - 235 MBD - le permitirían operar la refinería al 100 por ciento de su capacidad, cosa que redundaría en una reducción significativa en los costos de operación de la planta (de hecho, los compromisos contractuales de ambas compañías excedían la capacidad de producción de gasolina de Citgo en aproximadamente 50 MBD). Southland además calculaba que la entrada en operación de nuevas plantas de conversión en la refinería (una coquizadora y una hidrocracker) ejercería un efecto muy positivo sobre el costo de los insumos: se pensaba que la sustitución de crudos ligeros por crudos de menor calidad generaría ahorros de cuando menos 1.50 dólares por barril. Desafortunadamente, las expectativas de Southland en torno a la rentabilidad de los activos de Citgo pronto demostraron ser demasiado optimistas: para mediados de 1984, la planta estaba operando muy por debajo de su capacidad (procesaba tan sólo 140 MBD) y Southland tenía que cubrir buena parte de sus necesidades de gasolina mediante compras en el mercado spot (*IPF*, ago. 31, 1984, pp. 2-3). El semanario *International Petroleum Finance* describió perfectamente la situación de la compañía en uno de sus titulares: "Southland Finds It Costs More To Make Gasoline Than To Buy It" (*IPF*, dic. 17, 1984, p. 3).

²⁷Una muestra clara de lo bien que sentó a Citgo la asociación lo constituye el hecho de que, a pesar de que en 1986 diversos ajustes financieros relacionados con pérdidas en inventarios redujeron sus ingresos en 99 millones de dólares, en ese año la compañía reportó ganancias antes de impuestos por 100 millones de dólares (*IPF*, sept. 15, 1987, p. 6).

²⁸La asociación Southland-PdVSA comenzó a marchar mal cuando los fundadores de Southland decidieron comprarla mediante un *leveraged buy out* valuado en 5.100 millones de dólares (*CSD*, jul. 13, 1987, p. 1). Esta operación resultó ser un desastre: el lastre que representaban los pagos a los tenedores de *junk bonds* de Southland llevó a la compañía al borde de la insolvencia, y los Thompson se vieron orillados a deshacerse de centenares de sus tiendas más rentables (*CSD*, mar. 7, 1988, p. 1) y a considerar liquidar su parte de Citgo. Naturalmente, estos eventos fueron motivo de gran preocupación para PdVSA, la cual comenzó a ponderar seriamente la posibilidad de que los Thompson, en su avidez por efectivo, acabaran ofreciendo a Citgo a un comprador indeseable. Como alternativa a la venta de sus acciones, los Thompson propusieron a PdVSA que se les permitiera utilizar a la refinería como colateral en una nueva emisión de deuda: nada sorprendentemente, PdVSA vetó este intento flagrante de los Thompson por hacer recaer los costos de su aventura financiera sobre Citgo (*IPF*, may. 31, 1989, p. 1). Ante esta situación, los Thompson anunciaron que venderían su parte al mejor postor (aunque concedieron a PdVSA el *right of first refusal* sobre los activos). Cuando Getty Oil dio a conocer que estaba interesada en Citgo (*USOW*, jun. 5, 1989, pp. 1-2), PdVSA virtualmente se vio obligada a ejercer este derecho.

²⁹Algunos ejemplos: "Citgo Continues To Build Volumes and Record Good Profits" (*IPF*, jul. 31, 1990, p. 3); "Citgo: Another Record Year" (*USOW*, dic. 24, 1990, p. 1); "Citgo Records Further Expansion" (*IPF*, may. 31, 1991, p. 5); "Citgo Records Profit Gain" (*IPF*, feb. 28, 1992, p. 6); "Citgo To Become No. 1 Faster Than It Realizes" (*USOW*, feb. 24, 1992, p. 3).

³⁰De hecho, a raíz del pobre desempeño financiero de la planta, Union Pacific había devaluado en 305 millones de dólares su valor en libros, con lo cual éste se redujo a casi cero. Merece la pena apuntar que la asociación de Union y PdVSA redituó beneficios a Champlin de manera casi inmediata: mientras que en el último trimestre de 1986 la compañía había perdido 29 millones de dólares (a pesar de los precios bajos del crudo), durante el primer trimestre de 1987 - un período en el cual las operaciones de refinación de un buen número de compañías petroleras registraron pérdidas - sus ganancias antes de impuestos totalizaron 22 millones de dólares (*IPF*, may. 29, 1987, p. 6).

³¹En ese mismo año, Union Pacific vendió su única otra refinería a Ultramar.

³²Las relaciones entre ambas compañías datan de finales de 1990, año en que suscribieron un acuerdo de asociación que marcó la primera incursión de Citgo en el negocio del asfalto. Este acuerdo dio a Citgo la propiedad del 50 por ciento de Seaview. Posteriormente, en marzo de 1991, Citgo adquirió la mitad restante de la compañía. El monto total que Citgo tuvo que pagar por Seaview ascendió a 84 millones de dólares (*IPF*, jul. 15, 1993, p. 3).

³³Esta refinería, en opinión de algunos analistas, es una de las menos rentables de todos los Estados Unidos (*PON*, ago. 20, 1993, p. 3).

³⁴PdVSA llevó a cabo la adquisición de la refinería de Lemont poco después de que fracasara en su intento de comprar otra planta muy grande y compleja, propiedad de Tenneco, y localizada en Chalmette (Louisiana).

³⁵El acuerdo también daba a PdVSA el 50 por ciento en el sistema de distribución de Unocal en la meseta central de los Estados Unidos.

³⁶La razón por la cual los crudos tenían que ser ligeros es que el Capline (ducto que conecta la costa del Golfo de Estados Unidos con la región de Chicago) no transporta crudo que no cumplan con ciertos límites mínimos de viscosidad.

³⁷De acuerdo a CEPET (1989, v. II, p. 161): "el volumen máximo a ser colocado bajo el esquema de internacionalización se ha establecido en el orden [sic.] de 700,000 barriles diarios de crudo, lo cual representa menos de una tercera parte del potencial de producción y un poco menos de la mitad de las exportaciones totales de Venezuela [en 1988]".

³⁸En cambio, la opción de asociarse con PdVSA indudablemente resultaba atractiva para Unocal, ya que su estado financiero era pésimo. Como se recordará, ésta fue una de las empresas atrajo la atención de T. Boone Pickens durante la primera mitad de la década de los años ochenta. El encuentro de Unocal con Pickens en 1985 no tuvo un desenlace trágico para la compañía californiana, pero ésta quedó sumamente debilitada a raíz de su refriega con Mesa Oil. Los apremios de Unocal no cesaron cuando por fin pudo deshacerse de Pickens: de hecho, en 1986, Unocal era aún más vulnerable a intentos hostiles de adquisición de lo que había sido en los momentos en que se defendió de Pickens, ya que el valor que el mercado daba a la compañía era inferior en más de 40 por ciento a su valor estimado de liquidación. A finales de la década de los años ochenta su situación aún era delicada: todavía en 1988, por ejemplo, sus obligaciones a largo plazo representaban el 234 por ciento de su capital social de 1,973 MMUSD, y la compañía continuaba cotizándose a uno de los múltiples de flujo de efectivo más bajos entre las grandes compañías petroleras estadounidenses.

³⁹*USOW*, abr. 13, 1992, p. 2; may. 4, 1992, pp. 1-2; feb. 7, 1994, p. 3; jul. 4, 1994, p. 5. Ron Hall, director general de Citgo hasta mayo de 1995, declaró que PdVSA haría bien en vender su parte de Uno-Ven, porque no tenía sentido que controlara dos empresas que compiten entre sí. Pero Hall dijo también que la idea de que Citgo adquiriera a Uno-Ven no era mala, aunque le parecía que el precio que Unocal demandaba por su parte de la refinería era ridículo (*PON*, nov. 13, 1992, p. 3).

⁴⁰PdVSA había considerado agregar a Lyondell a su lista de refinерías en el extranjero por bastante tiempo, a pesar de que la forma en que están distribuidas las acciones de la compañía (ARCO es dueño del 49.99 por ciento, y el resto se cotiza en el mercado libre) dificultaba el estructurar una sociedad mancomunada. *PIW* inclusive llegó a reportar que PdVSA había concluido un acuerdo para arrendar la parte proporcional de ARCO en la refinería (1 jul. 1991, pp. 1-2).

⁴¹Hasta 1992, Lyondell procesaba alrededor de 130 MBD de crudos cuya gravedad oscilaba entre 22° y 30° API. Las nuevas plantas permitirán que la refinería procese alrededor de 200 MBD de crudo venezolano de 17° API.

⁴²Hasta antes de que se concretara la asociación con Lyondell, las ventas de gasolina de Citgo excedían en aproximadamente 100 MBD a la producción de gasolina de la compañía. Este hecho provocaba que la compañía tuviera una sustancial exposición al mercado spot de gasolina, la cual en más de una ocasión dio lugar a que Citgo perdiera importantes sumas de dinero para poder cumplir sus compromisos contractuales de suministro de gasolina (*USOW*, jul. 20, 1992, p. 1).

CUADRO SINÓPTICO DE LA EVOLUCIÓN DEL PROGRAMA DE INTERNACIONALIZACIÓN DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA (1983-1995)

Nombre y localización de la refinería	Fecha	País	Porcentaje de PdvSA	Socio de PdvSA	Capacidad (BD)*	Complejidad	Costo (MMUSD)	USD/B de destilación	USD/B de complejidad	Estado financiero del socio
										vendedor en el momento de la transacción
Rohr Oil GmbH, Gelsenkirchen	1983	A	50%	Veba Öl	250.000	7.01	250	2.000	143	Delicada; la refinería llevaba varios años arrojando grandes pérdidas
Oberleitende Maschinenwerke GmbH, Karlsruhe	1985	A	16.5%	Veba Öl **	174.000	9.90	55	1,201	121	Equilibrio precario. El sector de refinación en Alemania se encontraba en pleno proceso de racionalización
Eröl Raffinerie Neustadt GmbH, Neustadt	1985	A	12.5%	Veba Öl **	144.000	4.58		864	189	
Refinería Isla (Caracas), S.A., Emmentad	1986	C	++++	++++	320.000	6.53	+++	+++	+++	Shell cerró la refinería ante la imposibilidad de operarla rentablemente
Nynas Petroleum NV, Antwerpen	1986	B	50%	Asel Johnson	15.000	3.87		847	219	Delicada (intervenido por el Banco de Inversiones de Suecia). Posteriormente, Asel Johnson tuvo que vender su parte de Nynas a Nesa ante la imposibilidad de sanear sus finanzas.
AB Nynas Petroleum, Göteborg	1986	S	50%	Asel Johnson	12.500	3.46	23.5	847	245	
AB Nynas Petroleum, Nyamshamn	1986	S	50%	Asel Johnson	28.000	5.36		847	158	
Cargo Petroleum Corporation, Lake Charles	1986	BJ	50%	Southland	320.000	10.10	290	1.813	179	Mayor golpe. La refinería tuvo enormes pérdidas durante 1986
Champion Refining Company, Corpus Christi	1987	BJ	50%	Union Pacific	165.000	10.40	93	1.127	108	Union había reducido a cero el valor en libros de la refinería. Es probable que hubiera decidido abandonar la refinación antes de firmar el convenio.
Champion Refining Company, Corpus Christi	1988	BJ	50%	+++	165.000	10.40	165	2.000	192	
Cargo Petroleum Corporation, Lake Charles	1989	BJ	50%	++++	320.000	10.10	675	4.219	418	Crítica; Southland cercana a la bancarrota
The Udo-Ven Corporation, Lemont	1989	BJ	50%	Unocal	151.000	9.10	500	6.623	728	Delicada; la venta fue parte de un proceso de reestructuración radical
Seaview Petroleum Company, Poshboro	1990	BJ	50%	Seaview	84.000	1.70	35	833	490	Información no disponible
PCK Schwedl AG, Schwedt	1991	A	18.75%	Veba Öl ***	240.000	6.54	169.4	3,765	576	Privatizada por el gobierno alemán 11
Seaview Petroleum Company, Poshboro	1991	BJ	50%	++++	84.000	1.70	49	1,167	686	Información no disponible
Cargo Asphalt Refining Company, Savannah	1992	BJ	100%	++++	28.000	2.08	15	536	258	Buena, pero Amoco pensaba cerrar esta planta
Bruggs Oil Ltd., Dundee	1992	GB	50%	Nesa	10.000	2.90	66.5	6.045	2.085	Mayor golpe. La venta a PdvSA fue una medida de desesperación, porque se cotizaba en la bolsa la hacía muy vulnerable a una fusión forzada
Eastham Refinery Ltd., Eastham	1992	GB	25%	Nesa****	12.000	4.10		12.091	2.949	
Lyondell-Cargo Refining Company, Houston	1993	BJ	30% †	Lyondell	265.000	9.50	500	6.289	662	Medio de descompuerto en 1991 y 1992; grandes necesidades de capital
Cargo Asphalt Refining Company, St. Rose	1995	BJ	100%	Enjet	28.300	2.61	ND	ND	ND	Enjet nunca operó la refinería.

* Capacidad de destilación en el momento de la adquisición

** Además de Veba, otras compañías tienen participación en estas refinerías

*** Veba y PdvSA forman parte del consorcio PCK Schwedl, en el cual también participan otras compañías

**** Una empresa del grupo Shell controla el 50 % de esta refinería

† PdvSA tiene la opción de incrementar su participación hasta el 50 %.

‡ Costo calculado a partir del monto que el consorcio prometió invertir en la refinería

‡ ‡ ‡ A=Alemania; B=Holanda; C=Caracas; EU=Estados Unidos; GB=Gran Bretaña; S=Suecia

ANEXO 1: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS REFINERÍAS EXTRANJERAS DE PdVSA (1994)

Tabla TAI.1: Refinerías de conversión de PdVSA en Estados Unidos y el Caribe

Capacidades de carga en barriles por día (incluye instalaciones en arrendamiento)

<i>Proceso</i>	<i>Curaçao</i>	<i>Lake Charles</i>	<i>Corpus Christi</i>	<i>Leont</i>	<i>Lyondell</i>
Destilación atmosférica	320.000	304.000	132.500	145.530	265.000
Destilación de vacío	195.000	76.950	76.000	55.100	137.000
Cracking térmico	75.000	-	-	-	-
Coquización retardada	-	74.900	30.150	25.110	42.000
FCC	49.000	131.400	68.850	52.200	92.000
Reformación	20.000	80.100	48.600	26.280	108.000
Hidrocrqueo	-	40.500	-	-	-
Hidrorefinación	14.000	35.100	96.030	-	-
Hidrotamiento	92.500	155.700	54.000	90.720	289.000
Alquilación*	4.500	18.180	17.300	16.200	12.500
Aromáticos/isomerización*	6.500	23.580	9.450	9.810	13.700
Lubricantes*	12.000	8.100	-	-	6.500
Asfalto*	20.000	-	-	3.240	-
Hidrógeno, mpc/d	-	-	-	11	-
Coque, tons./día	-	3.000	1.950	1.816	2.500

* Capacidad de producción, barriles por día calendario

Fuente: O&GJ, dic., 19, 1994

Tabla TAI.2: Refinerías de conversión de PdVSA en Europa. Capacidades de carga en barriles por día

<i>Proceso</i>	<i>Gelsenkirchen</i>	<i>Karlsruhe</i>	<i>Neustadt</i>	<i>Schwedt</i>
Destilación atmosférica	227.000	174.000	144.000	230.000
Destilación de vacío	77.000	102.000	65.400	94.300
Viscorreducción	16.000	31.000	13.000	26.800
Coquización retardada	28.000	-	-	-
FCC	21.000	66.000	26.000	38.000
Reformación	27.000	32.700	17.700	34.000
Hidrocrqueo	30.000	-	-	-
Hidrorefinación	81.000	96.000	27.200	102.200
Hidrotamiento	31.000	50.000	22.500	37.260
Alquilación*	-	10.200	17.280	6.100
Aromáticos/isomerización*	7.800	13.000	9.450	12.000
Lubricantes*	-	-	-	-
Asfalto*	60	11.800	5.400	7.300
Hidrógeno, mpc/d	67	-	-	8
Coque, tons./día	1.200	-	-	-

* Capacidad de producción, barriles por día calendario

Fuente: O&GJ DB, 1994.

Tabla TA1J: Refinerías de asfalto de PdVSA en Estados Unidos y Europa

<i>Proceso</i>	<i>Capacidades de carga en barriles por día</i>								
	<i>Paulsboro</i>	<i>Savannah</i>	<i>St. Rose</i>	<i>Antwerpen</i>	<i>Göteborg</i>	<i>Nynäshamn</i>	<i>Dundee</i>	<i>Eastham</i>	
Destilación atmosférica	80,000	28,000	28,300	15,000	12,500	28,000	10,240	22,000	
Destilación de vacío	35,000	-	22,800	12,500	9,000	31,000	9,600	19,250	
Hidrotratamiento	-	-	-	-	-	2,500	-	-	
Lubricantes*	-	-	-	-	-	2,500	-	-	
Asfalto*	30,000	20,500	-	12,000	8,500	20,000	9,000	15,000	

* Capacidad de producción, barriles por día calendario

Fuente: O&GJ DB, 1994

3 INTEGRACIÓN Y FALLAS VERTICALES EN EL MERCADO PETROLERO

El mercado es una maravilla
Friedrich Hayek

Bajo los supuestos del modelo de competencia perfecta - base de la teoría neoclásica de la firma - una empresa no es más que "una unidad de toma de decisiones invisible y sin dimensiones" que, como dicen Hay y Morris, resulta "absolutamente irreconocible hasta para el observador más superficial de firmas de verdad que operen en un contexto industrial ordinario [y no en un mundo donde no existen ni las externalidades, ni los gobiernos, ni los impuestos ni el dinero]" (1991, p. 6). Este modelo no es nada útil para intentar responder preguntas relacionadas con las decisiones de organización de las empresas¹ porque asume que, independientemente de cómo se organice una empresa, ésta siempre enfrentará una función de demanda perfectamente elástica, en un mercado sin fricción. Esta visión, desde luego, es demasiado simplista. Para empezar, son pocas las empresas que carecen por completo de poder de mercado. Además, los mercados sin fricción no existen; de hecho, hay ocasiones en que los mercados, lejos de ser una maravilla, se convierten en auténticos obstáculos para el desarrollo de las empresas, ya que los costos de hacer transacciones a través de ellos se vuelven tan altos que su misma existencia deja de merecer la pena.² Ahora bien, las empresas tratan ya sea de derivar ventajas de su poder de mercado o bien de combatir las fallas transaccionales de mercado mediante distintas formas de organización. Los economistas industriales que se han ocupado de la integración vertical han comprobado esta forma de organización suele ser una buena estrategia para una empresa que esté amenazada por una (o varias) de las siguientes fallas transaccionales: en primer lugar, monopolios bilaterales para los productos que vende o los insumos que utiliza; en segundo lugar, firmas con un gran poder de mercado en eslabones adyacentes de la cadena industrial y, finalmente, mercados poco desarrollados para sus productos. También han visto que la integración florece en aquellas situaciones en las que un vendedor tiene la posibilidad de practicar la discriminación de precios al interior de los diversos segmentos de su universo de clientes, o de colocar barreras que incrementen el costo de entrada a un mercado y limiten la competencia potencial de otras firmas. En este capítulo se busca averiguar qué tan relevante resulta cada uno de estos motivos potenciales para entender la evolución del programa de internacionalización el mercado para crudos venezolanos, y se llega a la conclusión de que, a pesar de que este mercado está plagado de fallas verticales muy serias, éstas no figuran entre los resortes que han impulsado al programa de internacionalización.

3.1 El problema del monopolio bilateral en el mercado de crudos pesados

Where you stand depends on where you sit
Graham Allison, *Essence of Decision*

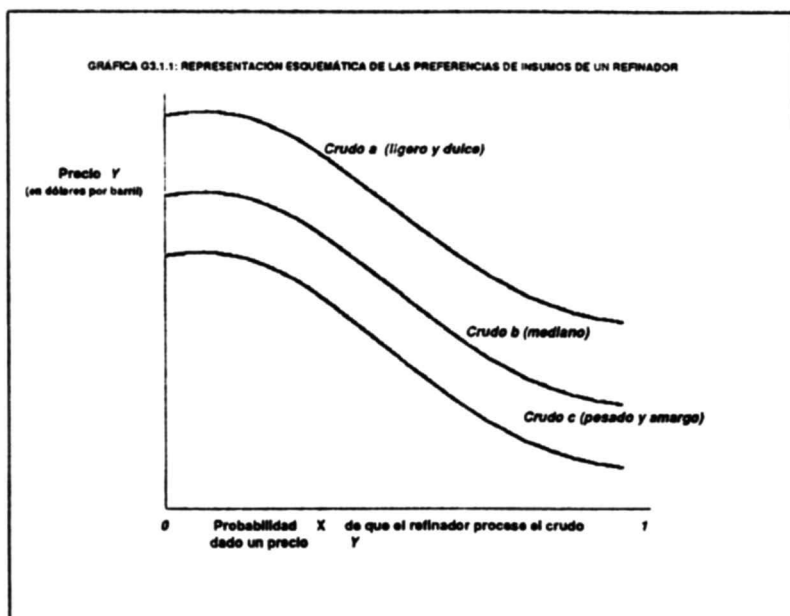
En su libro acerca de la crisis de los misiles cubanos, Graham Allison escribió: "diversos tipos de demandas [y presiones] sobre cada jugador dan forma a sus prioridades y [percepciones] . . . Para un asunto de gran trascendencia . . . la postura de cada jugador puede ser derivada con un alto grado de certeza a partir de información acerca de su asiento" (Allison, 1971, p. 176). Allison acuñó la ingeniosa expresión de *where you stand depends on where you sit* para describir el proceso de toma de decisiones en los más altos escalafones de la jerarquía gubernamental; sin embargo, esta fórmula también resulta útil para identificar los factores que moldean la política petrolera de un país productor de hidrocarburos. Después de todo, cada uno de estos países está - literalmente - sentado sobre un "asiento" - valga la redundancia - con características geológicas y geofísicas únicas³, las cuales plantean una "problemática petrolera" igualmente única (en términos económicos y tecnológicos⁴), que el dueño de los depósitos en cuestión ha de resolver mediante acciones y disposiciones que, en conjunto, conformarán su política petrolera. Desde luego, es una simplificación burda decir que la política petrolera de un país no es más que la resultante de vectores geológicos, geofísicos o logísticos; no hay que olvidar que en la estructuración de la agenda petrolera de un país también cumplen un papel destacado - y muchas veces crucial - vectores políticos internos y externos de diversa índole (las estructuras que sostienen su sistema político, o la manera en que está inserto en el escenario político global, digamos). Como bien dice Øystein Noreng, el entorno que determina la política petrolera de una nación consta de dos esferas de racionalidad: "una esfera política, que se ocupa de la capacidad de un gobierno para sobrevivir y mantener su libertad de acción en medio de presiones conflictivas [*sic.*]", y "una esfera petrolera, que se ocupa de proporcionar soluciones . . . para problemas directamente relacionados con la operación de la industria petrolera [o sea, problemas de índole práctica]" (1980, p.111). Sin embargo, el peso específico de los vectores físicos en materia petrolera es tan notable que la sola presencia de ciertos rasgos en el "asiento" de un país generalmente es una condición suficiente para asumir que sus *policy makers* tendrán una predisposición natural por medidas de política petrolera de cierto corte (el gobierno de un país cuyos yacimientos sean pequeños y dispersos casi siempre tendrá una actitud más favorable hacia la inversión extranjera que el de un país con recursos abundantes y bien concentrados, por decir algo).

Un componente central de la política petrolera de todos aquellos países que disfrutan de excedentes exportables de crudo, y que además cuentan con una empresa petrolera paraestatal, es su política comercial (la cual comprende a los lineamientos generales que rigen la forma en que estos excedentes se colocan en el mercado petrolero internacional, pero también a las medidas específicas que las empresas paraestatales instrumentan con el fin de facilitar esta labor de colocación). Las razón por la cual la política comercial es tan importante

para estos países es obvia: las exportaciones de petróleo siguen siendo responsables de la salud de sus respectivas balanzas de pagos, así como de una proporción variable, pero siempre grande, de los ingresos fiscales de sus respectivos gobiernos. Ahora bien, tres son los tipos de condicionantes que circunscriben el espacio dentro del cual se mueven los responsables de formular la política comercial de un país: en primer lugar, están las que se derivan de rasgos estructurales del sistema político del país; en segundo lugar, están las que tienen que ver con factores económico-políticos coyunturales (un país que atraviesa una crisis de balanza de pagos exhibirá un comportamiento comercial muy distinto al de un país solvente); en tercer y último lugar están las que tienen que ver con la morfología del "asiento" hidrocarburífero del país (es decir, las relacionadas con el perfil físico de los crudos que el país tiene que vender).

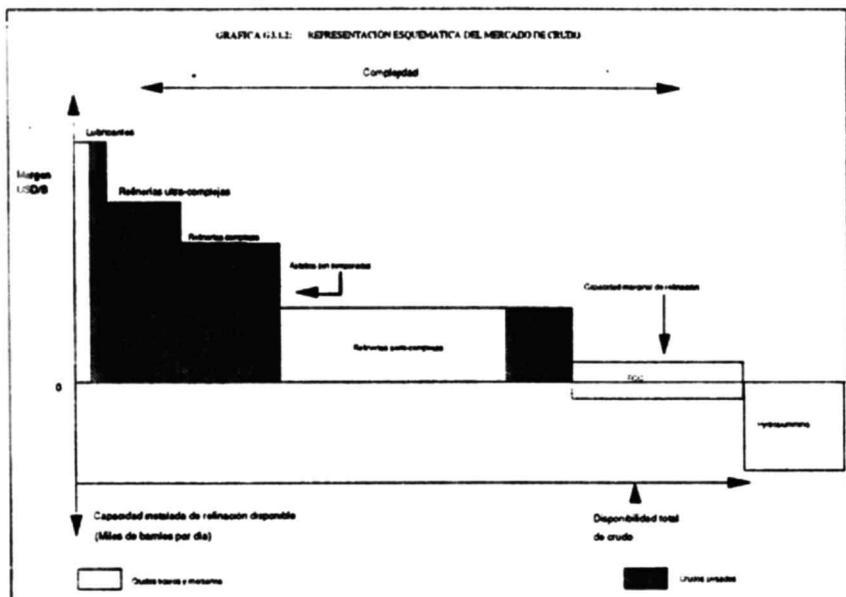
Para poder estar en posición de entender cómo influyen las características de las corrientes exportables de un país sobre la política comercial del mismo conviene tener en mente los siguientes principios elementales de la economía de la refinación:

- a) El mote "petróleo crudo" comprende a todos aquellos hidrocarburos líquidos libres de gas cuya viscosidad es menor o igual a diez mil milipascales-segundo a la temperatura original del reservorio, a una presión de una atmósfera (World Petroleum Congress, 1984, p. 5) Esta designación es lo suficientemente amplia como para abarcar las segregaciones provenientes del campo noruego Ekofisk (44° API, sin azufre ni metales, y con rendimientos de gasolina en destilación simple superiores al 50 por ciento) y del campo venezolano Boscán (10.5° API, 5.5 por ciento de contenido de azufre, 1.407 partes por millón de vanadio en el residuo, y rendimientos de gasolina en destilación simple inferiores al cinco por ciento). Por lo mismo, tiende a enmascarar las enormes distancias - en términos tanto de propiedades como de rendimientos - que separan a los crudos ligeros de los crudos pesados.⁵
- b) La refinación de crudo, estrictamente hablando, no es un proceso; más bien, es una combinación seriada de diferentes procesos físicos y químicos, encaminados ya sea a fraccionar el petróleo crudo en sus componentes útiles o bien a remover elementos indeseables en estos componentes. Cada uno de estos procesos se lleva a cabo en una planta especializada.
- c) El mercado de crudo está compuesto por un gran número de refineras que difieren entre sí en términos de cuáles de estas plantas tienen, cuál es el tamaño de estas plantas, qué tipo de tecnología y metalurgia utilizan, cuáles son las restricciones operacionales que pesan sobre cada una, etc. Debido a esto, y al hecho de que cada crudo tiene rendimientos de productos diferentes a los de los demás, las funciones de demanda de todos los refinadores son bastante distintas entre sí (la "mezcla ideal" de crudos para cada refinería es altamente individualizada⁶). Por lo mismo, el valor que cada usuario final concede a los distintos crudos difiere radicalmente. Las preferencias de insumos de cada uno de los refinadores del mercado se pueden representar mediante un sistema de curvas de indiferencia como el que aparece en la gráfica G3.1.1. Las coordenadas de las curvas en el diagrama están dadas, en el eje de las ordenadas, por los precios posibles de los crudos (en este caso *a*, *b* y *c*) y en el eje de las abscisas, por los valores probabilísticos que asume la función de demanda del refinador para cada precio posible para cada uno de los crudos (en otras palabras, por la probabilidad *X* de que el refinador corra cierto crudo en sus instalaciones cuando su precio de mercado sea *Y*).



d) El hecho de que las preferencias de insumos de los refinadores sean tan variadas quiere decir que la competencia más fuerte en el mercado petrolero es la que se presenta entre crudos con características similares, en el interior de grupos de compradores constituidos por refinadores cuyas plantas tienen una configuración que se presta para procesar crudos de cierto tipo (ligeros amargos, medianos dulces, pesados amargos, por decir algo). En pocas palabras, el mercado de crudo está fuertemente segmentado (como ilustra la gráfica G3.1.2⁷).

e) El universo de compradores de crudos pesados (especialmente en los Estados Unidos) se ha visto restringido cada vez más al segmento de refinadores con plantas de alta conversión (o, en verano, a los que producen asfaltos). Esto se debe a que los márgenes de refinación de este tipo de crudos en configuraciones más simples (hydroskimming o FCC⁸) son negativos la gran mayoría del tiempo, en parte porque no rinden muchos productos ligeros al destilar, pero también porque contienen fuertes cantidades de elementos indeseables como azufre, vanadio y níquel. En términos numéricos, el conjunto de refineras que pueden procesar rentablemente crudos pesados es considerablemente menor que el conjunto de refineras que pueden correr crudos ligeros; esto es una consecuencia lógica del enorme costo de las plantas de alta conversión.



A partir de estos cuatro puntos se puede llegar a un par de generalizaciones en torno a la conformación estructural de los mercados de crudos ligeros y pesados. La primera es que el mercado para crudos ligeros es muy líquido, ya que en él concurren un gran número de vendedores y compradores que intercambian una mercancía fungible y no demasiado diferenciada (lo cual hace que la identidad de las contrapartes a la hora de que se llevan a cabo las transacciones no sea excesivamente importante).⁹ La ley que rige en este mercado, por lo tanto, es la del típico contrato neoclásico para transacciones discretas (o sea, individuales): "sharp in by clear agreement; sharp out by clear performance" (Williamson, 1979, p. 234).¹⁰ En contraste, el mercado de crudos pesados está compuesto por un número muy pequeño de compradores y vendedores, los cuales intercambian una mercancía idiosincrásica cuyo valor de uso en instalaciones especializadas es muy alto (y bastante bajo en instalaciones no especializadas). Esto virtualmente obliga a las contrapartes a mantener relaciones contractuales de largo plazo, las cuales siempre se verán comprometidas o minadas por la imposibilidad de las partes de describir "todas las contingencias futuras relevantes relacionadas con el suministro de un bien o servicio" y de descontar estas contingencias "con base tanto en

su probabilidad de ocurrencia como en el tiempo que habrá de transcurrir antes de que sucedan" (*ibid.*, p. 226).

Como se puede apreciar, estas particularidades estructurales del mercado de crudos pesados están íntimamente relacionadas con uno de los temas centrales de la economía de los costos de transacción: el monopolio bilateral causado por la especificidad de activos. La preocupación perenne de los economistas industriales en general (y de aquellos de persuasión "transaccionista", en particular) con este asunto es muy fácil de entender. Como afirma Williamson, "[bajo] una condición de números pequeños, la situación del comercio se transforma mucho . . . [El] problema del monopolio bilateral . . . [es que] las partes tienen un incentivo para intercambiar la cantidad que conjuntamente maximice sus utilidades, pero también tienden a gastar recursos considerables en regatear sobre el precio al que deberá tener efecto el intercambio" (1991, p. 46). Este regateo, lógicamente, aumenta considerablemente los costos de transacción de las partes, especialmente cuando se produce bajo condiciones de comportamiento oportunista y racionalidad cercada (*bounded rationality*). Williamson considera que

el oportunismo amplía la suposición convencional de que los agentes económicos se guían por consideraciones de interés propio para dar lugar a un comportamiento estratégico [de procuración con dolo del propio interés]. El comportamiento oportunista . . . implica que se hacen amenazas y promesas falsas o vacías . . . que las propias partes no creen, con la expectativa de que con ellas se logrará una ventaja individual (*ibid.*, p. 43).¹¹

Por otra parte, la racionalidad cercada constriñe los alcances de la planeación y hace imposible que un contratante pueda saber si los problemas que se presentan durante la ejecución del contrato son resultado de circunstancias imprevistas o del dolo de su contraparte.¹² La presencia simultánea de condiciones de números pequeños, mercados estocásticos, racionalidad cercada y oportunismo en transacciones comerciales *recurrentes* da lugar a un dilema que Jean Tirole presenta sucintamente de la siguiente manera:

las partes que contratan ahora saben que más adelante habrá ganancias fruto de su intercambio que podrán ser aprovechadas [por ambas]. Es importante que estas ganancias se aprovechen correctamente (o sea que haya una cantidad eficiente de intercambio *ex post*), y que sean divididas apropiadamente para inducir un monto eficiente de inversión específica *ex ante*. Un aspecto crucial de la inversión específica es que, aunque el vendedor y el comprador se seleccionen *ex ante* entre un conjunto de proveedores y vendedores en competencia, acaban formando un monopolio bilateral *ex post*, ya que tienen un incentivo para intercambiar entre ellos, más que con terceros. Bajo condiciones de monopolio bilateral, cada parte querrá apropiarse de la plusvalía común *ex post*, poniendo así en entredicho tanto la realización eficiente del intercambio *ex post* como la inversión eficiente *ex ante* (1988, p. 21).

Estas últimas dos consecuencias indeseables se deben, por un lado, a la ineficiencia de todo mecanismo de negociación bajo condiciones de información asimétrica¹³ y por el otro lado, a la renuencia - muy comprensible - de cualquier actor racional a hacer "inversiones durables . . .

en apoyo de transacciones particulares cuyo [sic.] costo de oportunidad es [muy grande] en los mejores usos alternativos o [y cuyo valor de uso] para usuarios alternativos [es pequeño]" (Williamson, 1989, p. 65) mientras exista la posibilidad de que las transacciones en cuestión terminen prematuramente.

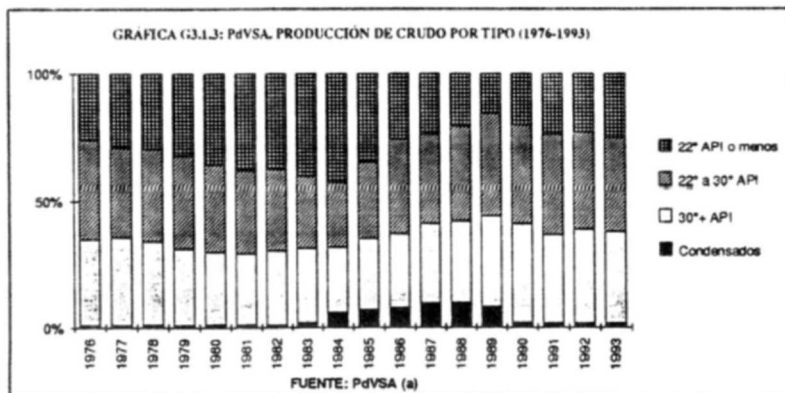
Dado que la incertidumbre y la complejidad impiden la existencia de contratos perfectos, a medida que el monto de las inversiones idiosincrásicas crece, "los costos de transacción asociados con la mediatización a través de mercados *spot* de las relaciones verticales crecen [también] . . . [debido a que toda] inversión idiosincrásica [*transaction specific investment*] genera . . . cuasi-rentas¹⁴ potencialmente apropiables [sic.] . . . que crean incentivos para que una parte defraude a la otra *ex post*" (Joskow, 1985, p. 38). Naturalmente, la existencia de estas cuasi-rentas también fomenta la aparición de salvaguardas institucionales que permiten que aquellas empresas que son "vulnerable[s] a [una] amenaza de pérdida" si una coalición comercial se ve afectada "preserv[en] la coalición [y reduzcan] la probabilidad de esa amenaza de parte de los otros miembros de la coalición" (Williamson, 1989, p. 161). Entre estas salvaguardas, la más potente es la integración vertical, ya que, como señala Williamson, "los peligros de desertión y engaño que se plantean cuando se llega a un acuerdo de maximización de utilidades conjuntas limitadas entre unidades autónomas se reducen en gran parte si se llega a un acuerdo global de recursos comunes (es decir, a una fusión) (*ibid.*, p. 127).¹⁵

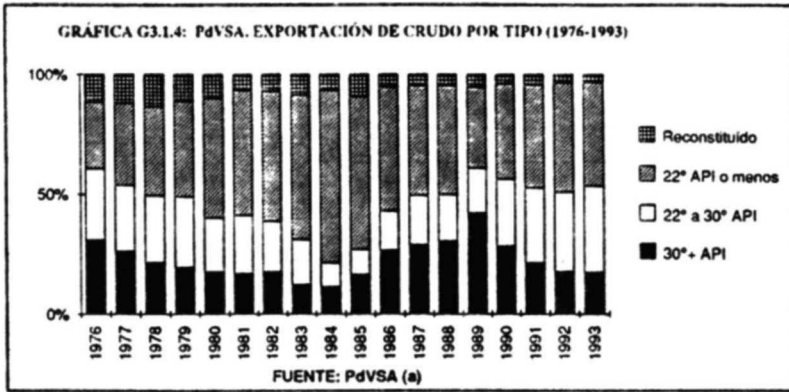
Como ya se ha dicho, las relaciones de intercambio en el mercado de crudos pesados de ordinario tienen lugar bajo condiciones de monopolio bilateral, porque este tipo de crudos ha de ser procesado en instalaciones muy costosas, de preferencia diseñadas a la medida (en términos de aspectos tales como catalizadores, metalurgia, etc.). De esta manera, desde el punto de vista de la economía de los costos de transacción, y en el contexto del mercado de crudos pesados, la integración vertical es un arreglo institucional que resulta muy comprensible. Este punto se antoja crucial para entender el programa de internacionalización, ya que un vistazo a la composición de las reservas venezolanas de crudo no deja lugar a dudas de que PdVSA está sumamente expuesta a las fallas transaccionales que caracterizan a este mercado.

El crudo que se extrajo del primer yacimiento comercial descubierto en Venezuela. Como precedente de lo que ha sido la evolución posterior de la industria petrolera venezolana esto no pudo ser más apropiado, ya que la gran mayoría de los campos descubiertos en Venezuela a partir de 1914 han albergado primordialmente crudos pesados. Naturalmente, este hecho se refleja en las estadísticas de reservas del país: de acuerdo a cifras oficiales del ministerio de Energía y Minas, hasta diciembre de 1989,¹⁶ las reservas venezolanas de crudo comprendían 27.702 miles de millones de barriles de crudos extra-pesados; 15.044 miles de millones de barriles de crudos pesados; 8.823 miles de millones de barriles de crudos medianos; y sólo 5.995 miles de millones de barriles de crudos ligeros; y 1.475 miles de millones de

barriles de condensados (*O&GJ*, ene. 14, 1991, p. 37). Ahora bien, esta clasificación tiene como base unos criterios - definidos por el Intevp¹⁷ - que difieren sensiblemente de las convenciones que se utilizan en la industria petrolera mundial para la clasificación de crudos¹⁸; por lo mismo, ha dado lugar a múltiples equívocos (algunos de ellos bastante serios¹⁹) en torno a la "verdadera naturaleza" de los crudos venezolanos. Para efectos de este trabajo, sin embargo, la controversia que rodea tanto al sistema de contabilidad de reservas de Venezuela como a las cifras oficiales de reservas comprobadas de crudo no es importante²⁰; para dar una idea de lo mucho que debe preocupar a PdVSA la situación de monopolio bilateral que priva en el mercado de crudos pesados basta con decir que el 75 por ciento de las reservas venezolanas está constituido por crudos cuya gravedad API es menor a los 22°.²¹

Es indudable que, para todas aquellas cuestiones relacionadas con las actividades de producción y refinación de crudo, "el hecho de que Venezuela esté sentada sobre colosales cantidades de crudo muy pesado, muy viscoso, y con gran contenido de azufre y metales - y sobre casi nada más - [ha sido] el principal determinante de la política petrolera venezolana" (Boué, 1993, p. 83). ¿Se puede decir lo mismo en el caso de la internacionalización? A primera vista, parecería ser que así es: la firma del primer convenio de internacionalización coincide con la contracción en la producción y exportación de crudo ligero que Venezuela sufrió a principios de la década de los años ochenta (gráficas G3.1.3 y G3.1.4).

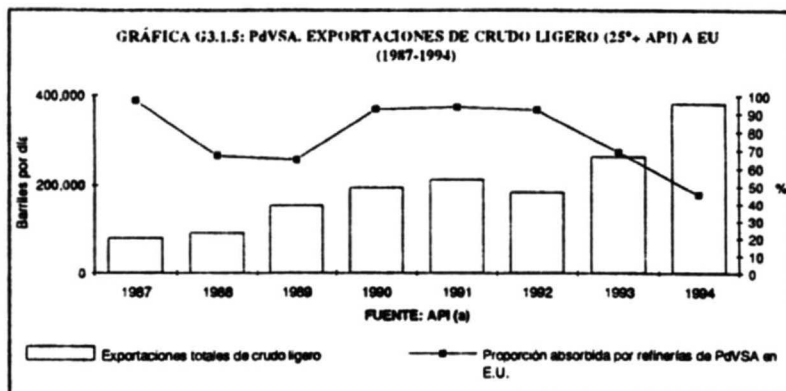




Este declive en la disponibilidad de crudos ligeros fue motivo de la más honda preocupación en los círculos petroleros venezolanos²²; por lo tanto, internacionalización bien podría verse como una reacción sensata de parte de una compañía que comprendió que

- en el futuro, los crudos pesados representarían una proporción cada vez más importante de sus ventas en el mercado internacional y
- que las deficiencias estructurales de este mercado no le auguraban nada bueno si no tomaba alguna medida para hacerles frente antes de que hubiera algo que lamentar.

Pero el análisis de la información disponible indica que esta hipótesis no es sustentable. La internacionalización no solamente no ha conjurado algunos de los peligros latentes que las relaciones comerciales idiosincrásicas planteaban a PdVSA sino que, en cierto modo, los ha agravado. Esto se debe, cuando menos en parte, a que el programa de internacionalización, paradójicamente, ha retirado del mercado a los crudos venezolanos de más fácil comercialización, y no a los crudos cuyas características físicas los hacen más difíciles de colocar. De hecho, como indica la gráfica G3.1.5, la proporción de las exportaciones venezolanas de crudos *ligeros* que ha ido a parar a manos de las filiales de PdVSA en Estados Unidos ha rebasado el 90 por ciento en algunos años).



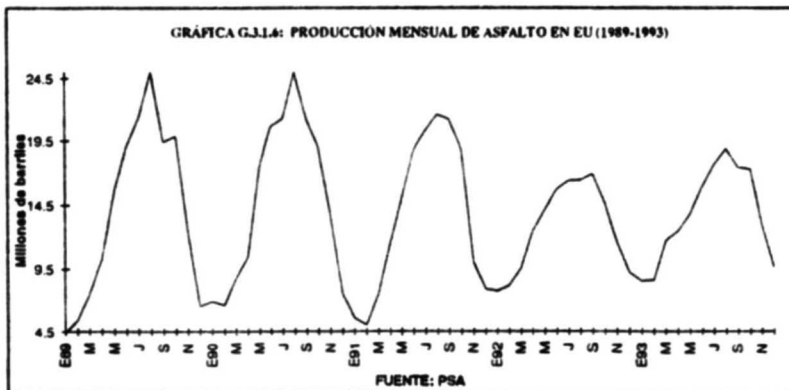
Los efectos que esto ha tenido se ilustran en la tabla T3.1.1. en la cual se puede ver que, excepción hecha de las dos asfálticas de Citgo, el crudo que PdVSA vende a sus filiales es de una calidad bastante superior a la del crudo que reciben sus demás clientes en Estados Unidos (en términos del promedio ponderado de la gravedad API y el contenido de azufre de los cargamentos de todo un año). Esto quiere decir que, gracias a la forma en que el programa de internacionalización ha sido instrumentado, hoy por hoy PdVSA coloca a través de mecanismos de mercado justamente aquellos crudos que parecerían prestarse para que se les moviera a través de canales integrados, mientras que su sistema absorbe aquellos crudos que no deberían traer aparejados demasiados problemas de *moral hazard*.

TABLA T3.1.1: Promedio ponderado de azufre y gravedad API de las exportaciones de PdVSA a EU

	<i>Citgo Savannah</i>		<i>Citgo Paulsboro</i>		<i>Uno-Ven Lemont</i>		<i>Citgo Corpus Christi</i>	
	API	S	API	S	API	S	API	S
1987	-	-	-	-	-	-	26.060	1.597
1988	-	-	-	-	-	-	24.848	1.674
1989	-	-	-	-	31.196	1.184	25.586	1.507
1990	-	-	13.451	3.039	30.625	1.147	25.810	1.447
1991	-	-	13.059	2.758	30.165	1.104	24.858	1.025
1992	-	-	12.833	2.712	27.504	1.227	25.239	1.071
1993	10.454	5.437	13.863	2.827	28.401	1.366	23.279	1.133
1994	10.424	5.103	13.962	2.684	28.602	1.396	21.501	0.810

	<i>Citgo Lake Charles</i>		<i>Lyondell-Citgo</i>		<i>Otros clientes en EU</i>	
	API	S	API	S	API	S
1987	25.199	1.598	-	-	15.998	2.670
1988	25.983	1.534	-	-	16.712	2.532
1989	26.036	1.496	-	-	19.038	2.041
1990	25.507	1.210	-	-	19.275	2.089
1991	26.673	1.406	-	-	20.029	2.191
1992	25.328	1.423	-	-	20.290	2.110
1993	24.308	1.374	22.974	0.953	20.196	2.074
1994	23.745	1.379	22.094	0.411	22.443	2.812

Pero eso no es todo. Una parte importante del volumen que PdVSA coloca en el mercado estadounidense ha quedado relegada a un segmento - el de los asfaltos - que, desde el punto de vista de una compañía que supuestamente busca canalizar las ventas hacia aquellos usos que le den "mayor valor económico, estabilidad y seguridad en las salidas [sic.]" (CEPET, 1989, v. II, p. 157), constituye un destino mucho menos atractivo que el segmento de alta conversión. La razón por la cual los asfaltadores no ofrecen una salida de mercado tan buena como la de los refinadores con plantas complejas es que el mercado que suministran es altamente estacional (gráfica G3.1.6). Las fuertes variaciones en la demanda de asfalto provocan que la demanda de crudo de las plantas asfaltadoras fluctúe sensiblemente a lo largo del año²³ (justamente lo contrario de lo que sucede con las plantas de alta conversión, las cuales siempre se tratan de operar a plena capacidad). Por lo mismo, los precios de reserva de los asfaltadores son más bajos que los de los refinadores de alta conversión ya que, para éstos últimos, cualquier interrupción en sus operaciones debido a la falta de suministros es prohibitivamente costosa. Estas características estructurales del mercado de asfaltos han empujado al otro gran vendedor de crudo pesado en el continente americano, PEMEX, a maximizar la porción del volumen de Maya que vende a refinadores con plantas complejas, en detrimento del volumen que coloca en plantas asfaltadoras. PEMEX ha tenido bastante éxito en este cometido, por lo que ahora la complejidad²⁴ de las plantas de sus principales clientes generalmente es mayor que la de las plantas de la mayoría de los clientes venezolanos.



Esta comparación entre PEMEX y PdVSA es bastante relevante para nuestro análisis, ya que las diferencias entre los clientes de ambas compañías se extienden a otros aspectos importantes: los clientes de PEMEX tienden a ser mejores sujetos de crédito²⁵ y también levantan volúmenes de crudo mayores que los que levantan los clientes de la paraestatal venezolana (lo cual quiere decir que la complejidad ponderada por volumen de la cartera de clientes de PEMEX es muy superior a la de los clientes de PdVSA²⁶). En conjunto, estos factores parecerían indicar que PEMEX está mejor colocada que PdVSA en el mercado abierto estadounidense: sus contratos de suministro con clientes no afiliados son mucho más grandes, además, estos clientes tienen precios de reserva más altos (porque poseen instalaciones más complejas) y sus finanzas son más sólidas. Esta situación parecería prestarse para criticar a los responsables de llevar a la práctica la política de internacionalización. Después de todo, un yerro en la instrumentación del programa de internacionalización parece ser lo único que puede explicar el que PEMEX (una compañía que siempre ha movido la totalidad de sus volúmenes de crudo a través de canales no integrados²⁷) disfrute de una posición comercial más favorable que la de su fuertemente integrada homóloga venezolana, *a pesar de que ambas participan en un mercado en el cual las operaciones integradas supuestamente confieren una ventaja competitiva clave*. Pero si se analiza esta cuestión desde la perspectiva de los así llamados "compromisos creíbles", se puede ver que esta anomalía, más que un reflejo de fallas en el programa de internacionalización en sí, es un síntoma de la negativa de PdVSA a hacer este tipo de compromisos frente a sus clientes.

Como dice Giandomenico Majone, "el negociador que se compromete irrevocablemente a tomar cierto curso de acción, y que logra comunicárselo persuasivamente a su contraparte, ha cambiado voluntaria e irreversiblemente la situación objetiva en que tiene lugar la negociación" (1989, p. 83). Los compromisos que dan forma a la política comercial de PEMEX le han permitido a esta compañía cambiar las relaciones comerciales con sus clientes a su favor. En contraste, la política de ventas de PdVSA es generadora de efectos muy insidiosos en sus relaciones comerciales, los cuales le han impedido cimentar su posición comercial en la misma forma en que lo ha hecho PEMEX.

Oliver Williamson (1989, p. 195; cursivas en el original) define a los compromisos creíbles como aquellas medidas que intentan "*expandir cualquier relación contractual [amenazada por los riesgos de expropiación de la actividad] más allá de sus límites 'naturales' [con el fin último de consolidar] una relación de confianza mutua*" entre las partes contratantes. En términos comerciales, los compromisos creíbles son aquellos mecanismos que permiten que contrapartes que (por la razón que sea) no se pueden integrar verticalmente entre sí, mantengan un volumen óptimo de intercambio gracias a la limitación deliberada y verificable²⁸ de las libertades de acción y decisión de una de ellas, o de ambas. Esta abdicación voluntaria a ciertas prerrogativas²⁹ - la facultad de decidir unilateralmente el precio de un producto, por poner un ejemplo - es garante del buen comportamiento del contratante.

cualesquiera que sean las condiciones de mercado en un momento dado. Por lo mismo, los compromisos creíbles permiten que una relación comercial se adapte flexiblemente a una gran variedad de situaciones imprevistas, sin que las contrapartes tengan que disipar recursos en la identificación de posibles contingencias futuras, la codificación de las respuestas aceptables a estas contingencias y la vigilancia del acuerdo. Esto es importante en el caso de mercados estocásticos (como el de crudo) ya que, como afirma Jean Tirole:

la limitación más obvia e importante para una relación comercial a largo plazo es la presencia de oportunidades fuera de esta relación . . . El forzar a las contrapartes, mediante fuertes castigos por incumplimiento, a mantener la relación puede ser lesivo para ambas si el intercambio no produce ganancias o, lo que es equivalente, si las contrapartes pueden tener mejores oportunidades fuera de la relación. Dado que el incumplimiento puede ser deseable, todo contrato debe encontrar la transa óptima entre la flexibilidad y la prevención del oportunismo (1988, p. 27).

El mecanismo que ha permitido a PEMEX satisfacer los requerimientos de flexibilidad del mercado petrolero y, simultáneamente, prevenir la deserción oportunista de sus contrapartes, ha sido el de las fórmulas de precios.³⁰ Quienes diseñaron las fórmulas originales de PEMEX en 1986 comprendieron que éstas solamente tendrían aceptación si, además de satisfacer los requisitos mínimos de todo país exportador para un mecanismo de valoración - a saber: "asegurar . . . que el exportador venda a precios que reflejen los movimientos en el nivel general de precios en el mercado petrolero internacional" y "asegurar que el crudo que el país desea vender sea competitivo con un grupo de sustitutos cercanos . . . en el mismo mercado" (Horsnell y Mabro, 1993, p. 292) - satisficieran la clamorosa demanda de los refinadores de que la tarea de descubrir el precio "justo" para los crudos se encomendase a los diversos mercados *spot* y de *forwards* del mundo.³¹ Reconciliar estas exigencias forzó a los funcionarios de PEMEX a estructurar las fórmulas mexicanas en torno al WTI, al WTS, al LLS, al ANS y al Brent³², ya que, mientras que cualquier crudo (o grupo de crudos) hubiera satisfecho la primera, la segunda sólo podía ser cubierta por crudos que, como éstos,

- a) se cotizaran a diario en *Platt's*;
- b) sostuvieran un volumen importante de intercambio *spot* cada día;
- c) no fueran susceptibles de manipulación monopólica³³ y
- d) no estuvieran sujetos a ninguna cuota de producción, como las de la OPEP.³⁴

Ahora bien, frecuentemente se oye la opinión de que los crudos pesados no se prestan para ser valorados mediante fórmulas. En términos técnicos, esta apreciación no es del todo incorrecta. En primer lugar, las inevitables simplificaciones que se tienen que hacer en el cálculo de los costos relevantes de transporte y la identificación de la configuración marginal de refinación para la fórmula de cualquier crudo pueden ocasionar que el exportador fije el precio de un crudo x a un nivel tal que lo vuelva competitivo en la planta del refinador que concede el valor más bajo a este crudo respecto al crudo de referencia.³⁵ Este defecto parecería ser particularmente grave en el caso de los crudos pesados, ya que la segmentación de este mercado significa que las diferencias entre los precios de reserva de clientes marginales e intra-

marginales son muy grandes.³⁶ El segundo problema tiene que ver con el hecho de que los crudos marcadores son casi todos ligeros y dulces, lo cual hace difícil que, en la práctica, los precios generados por una fórmula para crudos pesados sigan con exactitud el rendimiento neto del crudo en la configuración marginal de refinación. Esto provoca que el elemento discrecional en la fórmula adquiera un gran peso, en particular cuando el comportamiento del diferencial entre productos ligeros y productos pesados es muy volátil.

A cambio de estos problemas, las fórmulas de precios ofrecen una sensible reducción en la cantidad de personas involucradas en decisiones de precios (debido a su automaticidad), y facilitan el control interno de las transacciones (debido a su transparencia, que hace que las prácticas corruptas sean más fáciles de detectar). Pero la ventaja crucial de las fórmulas respecto a otros mecanismos de valoración es que permiten que el vendedor mande señales de compromisos creíbles de alto poder, bajo la forma de garantías que resultan muy atractivas para los refinadores con plantas de alta conversión. Estas garantías son:

- a) **Garantía de no-expropiación de cuasi-rentas:** Al utilizar un fórmula de precios, un exportador acepta explícitamente que gran parte del valor de su crudo sea determinada por mercados sobre los que no tiene ningún control (influencia, tal vez, pero ningún control en el sentido estricto de la palabra). Para un refinador que esté satisfecho con los factores de ponderación de los distintos elementos de la fórmula, esto equivale a una promesa creíble de no expropiación de sus cuasi-rentas (ya que al atarse a una fórmula, el vendedor renuncia a la posibilidad de comportarse oportunistamente para extraer provecho de situaciones pasajeras). Esto repercute positivamente sobre el precio de reserva de estos refinadores: el modelo de Paul Klemperer (1987) indica que los precios de reserva de los compradores en mercados con *switching costs* altos (como el de crudo pesado) tenderán a ser más bajos de lo que sería razonable esperar si el vendedor tiene una reputación de explotación oportunista de las contrapartes.
- b) **Garantía de equidad:** El negocio de la refinación es un negocio de márgenes, y por eso, el principal foco de atención de un refinador siempre es la relación de precios crudo/productos, más que el precio absoluto del crudo. Por lo mismo, la principal preocupación de un refinador es que sus competidores tengan acceso a crudo más barato. Las fórmulas de precios reducen esta preocupación: su transparencia es un seguro de que el precio FOB del crudo será igual para todos los compradores de cierto crudo (las fórmulas, desde luego, no pueden eliminar las cuasi-rentas que un cliente deriva, por ejemplo, de una posición geográfica favorable).
- c) **Seguro contra volatilidad:** Las fórmulas de precios generalmente incorporan un elemento de valoración retrasada que protege al cliente contra los movimientos en el precio del crudo que se produzcan mientras éste va en tránsito.³⁷

Un vendedor que concede unilateralmente todas estas garantías reduce los incentivos que los compradores tienen para, por un lado, regatear, y por el otro lado, para caer en la tentación del *strategic misrepresentation*. Esto obedece a que una fórmula establece entre un vendedor y sus clientes una "relación de autoridad secuencial" (esta situación se caracteriza porque "una contraparte tiene la autoridad para escoger el precio y la otra solamente tiene autoridad sobre la decisión de intercambio" (Tirole, 1988, p. 23)). En el caso de las fórmulas de precios, esta relación de autoridad secuencial puede calificarse de "atenuada", ya que el vendedor no tiene la libertad de escoger el precio (solamente puede definir los parámetros de la fórmula y hacer

ajustes marginales a la constante). Pero aún así, la existencia de una fórmula es una indicación clara para los compradores de que el vendedor desea aplicar un precio uniforme en un área geográfica y que, por lo mismo, el cliente que intente regatear o mentir acerca de su situación para conseguir descuentos casuísticos estará perdiendo su tiempo. Para decirlo de otro modo (con la terminología de Albert Hirschman), una fórmula de precios inhibe la tentación natural que tiene un cliente a usar indiscriminadamente su "voz" en una relación comercial duradera para tratar de alterar los términos de la misma en su favor, sin reparar en el daño potencial que este comportamiento puede causar a una relación muy dependiente de la buena voluntad de las partes (véase Hirschman, 1970). Esto no significa, por supuesto, que los canales de comunicación entre las contrapartes en una relación de autoridad secuencial hayan de cerrarse por completo: en momentos en que la situación realmente lo amerite, el comprador puede hacer saber al vendedor que está inconforme con el comportamiento de la fórmula en un período dado, y que espera una mejora en el siguiente período. Y, si bien el vendedor no está legalmente obligado a dar satisfacción a estas quejas, es indudable que, de ignorarlas consistentemente, pronto se encontrará sin clientes, porque la frustración de estos últimos los llevará a escoger la vía de la "salida". Pero siempre y cuando el vendedor se cuida de que sus fórmulas funcionen como deben, los compradores tenderán a escoger la vía de la "lealtad" (lealtad calificada quizás, pero lealtad al fin).³⁸

El efecto que las relaciones secuenciales de autoridad tienen sobre las relaciones comerciales en el mercado de crudo es eminentemente estabilizador. Para comprobarlo, basta recordar la suerte que corrieron los *netbacks* cuando, hacia 1986, se convirtieron en el más importante método de valoración en el mercado petrolero internacional. Como se sabe, un *netback* es un mecanismo comercial mediante el cual el vendedor garantiza al comprador un margen positivo de refinación (cosa que no hacen las fórmulas de precios). Ahora bien, en principio, parecería muy lógico esperar que un contrato basado en un *netback*, por un lado, se tradujera en relaciones comerciales bastante sólidas entre un vendedor de crudo y sus clientes y, por el otro, que estas relaciones fueran más estables que las relaciones mediatizadas por fórmulas de precios al estilo de las de PEMEX. ¿Por qué? Pues porque resulta difícil imaginar, en primer lugar, que un refinador rechace el ofrecimiento de un margen positivo para cada barril de crudo que procese y, en segundo lugar, parece igualmente inconcebible que un refinador que disfrute de un arreglo tan favorable esté dispuesto a ponerlo en entredicho comportándose mercenariamente con su contraparte ("exprimiéndola" para conseguir condiciones marginalmente más generosas, por decir algo). En la práctica, sin embargo, ha sucedido lo contrario: como dice Mabro, durante 1986, por ejemplo, los *netbacks* se convirtieron en "*non-binding contracts for the buyers subject to successive and frequent amendments in their favour*" (1987, p. 41). De hecho, tan oportunista fue el comportamiento de los refinadores en aquella ocasión que el mercado cayó en una catastrófica espiral descendiente de precios, la cual en última instancia persuadió a los sauditas a adoptar un

mecanismo que prometía ser menos auto-destructivo: las fórmulas de precios. Ahora bien, se podría argumentar que lo acaecido en 1986 no puede ser considerado como una ilustración de los defectos inherentes al mecanismo de los *netbacks*, por las siguientes tres razones:

- a) los *netbacks* no ocasionaron el derrumbe de 1986 (éste fue un producto del exceso de oferta en el mercado);
- b) la visión retrospectiva indica que ningún vendedor podría haber mantenido una relación comercial estable en un mercado tan desbalanceado como el de 1986, sea cual fuere su método de valoración preferido y
- c) para cuando Arabia Saudita comenzó a valorar sus crudos mediante fórmulas, mucha de la volatilidad en el mercado petrolero había desaparecido ya, merced a que el colapso de los precios del crudo propició la aparición de un módico de disciplina en las filas de la OPEP (en otras palabras, las fórmulas sauditas no fueron lo que estabilizó al mercado).

Esta crítica es válida pero solamente hasta cierto punto. No cabe duda que las condiciones de mercado de 1986 seguramente hubieran hecho naufragar a cualquier método de valoración (y no solamente a los *netbacks*). Pero no hay que olvidar que, si bien la competencia comercial fue la responsable colapso de precios, "el método de valoración [elegido por los sauditas] determinó el comportamiento de los refinadores y las características de los movimientos de precios" (*ibid.*, p. 2). Como apunta Mabro, "métodos diferentes . . . hubieran causado el colapso tarde o temprano [pero también] hubieran dado lugar a fluctuaciones de diversas amplitudes en el precio [y a la emergencia de] distintos patrones de *leads and lags* entre los mercados de crudo y productos" (*ibid.*). Y cuando se examina el comportamiento de estas dos variables, y la forma en que interactuaron refinadores y los exportadores de crudo en 1986, se puede apreciar nitidamente cuál fue el talón de Aquiles de los *netbacks*: por su propia naturaleza, inducían a las partes de un acuerdo de suministro a regatear bajo condiciones de información asimétrica e incertidumbre, con lo cual los contratos se convertían en puntos de equilibrio momentáneo, e invariablemente tenían que ser renegociados antes de su fecha de vencimiento.

El objeto de este regateo no era el precio del crudo en sí, sino los distintos componentes del *netback*: los costos de refinación y transporte, los rendimientos de productos, los precios de productos, etc. (o, para ponerlo de otro modo, los parámetros de las ecuaciones que generaban el precio *ex post*). Estos parámetros eran negociados de forma *individual y secreta* para cada compañía (e incluso para cada refinería); además, su determinación involucraba una buena cantidad de criterio, y el uso de supuestos que en muchos casos eran heroicos.³⁹ Y esto justamente era lo que provocaba que las previsiones contractuales tuvieran una duración efímera: en principio, el refinador intentaba, en primer lugar, incluir la mayor cantidad posibles de elementos de costo en el *netback* (exagerando su valor, desde luego); en segundo lugar, definir sus rendimientos y los precios aplicables de productos para reducir al máximo el precio *ex post* y, en tercer lugar, negociar una cuota de maquila (*processing fee*) lo más grande posible.⁴⁰ Pero aunque el *netback* negociado daba al refinador cierto margen de refinación positivo (que sólo él conocía), no le daba ninguna garantía de que sus competidores

no serían capaces de conseguir mejores condiciones. Y, más temprano que tarde, esta incertidumbre empujaba al refinador a solicitar un ajuste a su favor en cualquiera de los parámetros del *netback*.

La suerte que corrieron los *netbacks* deja muy en claro por qué, en teoría al menos, las fórmulas de precios son una alternativa preferible a otros mecanismos de valoración. En la práctica, desde luego, las ventajas de las fórmulas para una compañía exportadora de crudo (sobre todo en lo que se refiere a la reducción de la propensión al regateo de sus contrapartes) tienden a esfumarse cuando los clientes no están totalmente convencidos de la imposibilidad de conseguir descuentos negociando tras bambalinas; de lo contrario, los precios generados por las fórmulas se convierten en meros precios indicativos, tan sujetos a regateo como los derivados de un *netback*.⁴¹ Afortunadamente para su causa, PEMEX ha logrado establecer en el mercado la reputación de ser una compañía que nunca recurre a los descuentos (su credibilidad en este sentido se ha visto reforzada por su negativa a tratar con intermediarios, por su negativa a vender bajo condiciones *spot*, y por sus declaraciones inequívocas en el sentido de que prefiere vender a clientes a quienes les interese mantener una relación contractual en el largo plazo⁴²). Gracias a esto, PEMEX ha podido firmar contratos por volúmenes muy grandes de crudo pesado tipo Maya⁴³ con refinadores que tienen precios de reserva altos y que, por ende, están dispuestos a pagar un ligero premio por el privilegio de mantener esta relación. Y quizás uno de los testimonios más elocuentes de la sensatez de la política comercial mexicana es el hecho de que Citgo sea uno de estos clientes, con todo y que es propiedad del competidor más directo de PEMEX en el mercado americano (de hecho, Citgo es el tercero o cuarto comprador más grande de crudo Maya).

Buena parte del éxito comercial que ha tenido PEMEX a partir del momento en que sobrevino la catastrófica reducción del 50 por ciento en el volumen mexicano de exportación (a finales de 1985), entonces, se puede explicar en función de la forma en que esta compañía ha fijado los precios de sus crudos desde mediados de 1986. En vista de este factor, y de las grandes similitudes que existen entre PEMEX y PdVSA (en términos del crudo que venden, del perfil de su "cliente ideal", del tipo de imagen que proyectan ante el mundo, etc.), parece bastante extraño que la paraestatal venezolana haya optado por tomar distancias tan grandes respecto al método de valoración creado por PEMEX (máxime que a PdVSA no le hubiera costado ningún trabajo establecer una reputación similar a la de PEMEX, cosa que ciertamente no se puede decir de las paraestatales de Nigeria o Irán, por decir algo). Es tan marcado es el contraste entre la manera de proceder de ambas compañías que solamente se puede concluir que esta divergencia es el producto de una decisión deliberada por parte de PdVSA. Y es que mientras que PEMEX ha renunciado de buen grado a la facultad de fijar sus precios unilateralmente, PdVSA se ha resistido, aduciendo que el confiar esta tarea al mercado es una abdicación intolerable de su "soberanía" (*P/W*, ene. 27, 1986, p. 3; oct. 13, 1986, p. 4); del mismo modo, mientras que PEMEX ha pugnado por la simplicidad y la economía de

personal a la hora de ajustar sus precios. PdVSA se ha aferrado a un sistema torpe, que "involucra 35 o 40 personas de distintas jerarquías" cada vez que se tiene que decidir un precio (P/W, oct. 13, 1986, p. 3); finalmente, allí donde la compañía mexicana ha buscado introducir transparencia y luz, la compañía venezolana ha preferido la obscuridad.

El sistema de valoración venezolano es tan arcano que sólo se le puede esbozar con la mayor dificultad. *La industria venezolana de los hidrocarburos* solamente ofrece el siguiente pasaje al respecto:

los mecanismos de precios han evolucionado con el objeto de adaptarlos adecuadamente a las realidades cambiantes del mercado y para agregar flexibilidad comercial. Desde febrero de 1986 [en lugar de los precios oficiales] se establecen los llamados precios cotizados, *los cuales pueden representar precios de facturación para determinados mercados, o pueden ser utilizados como indicadores para determinar el precio final de facturación para otros mercados* (CEPET, 1989, v. II, p. 159; cursivas JCB).

Se sabe, sin embargo, que los precios cotizados solamente se utilizan para facturar a los países del pacto de San José. La forma en que se determinan los precios de facturación de los demás clientes varía enormemente: algunos clientes norteamericanos utilizan un sistema de "precios notificados ajustables"⁴⁴; hay otros clientes cuyos cargamentos se valoran mediante *netbacks*⁴⁵; otros más parecen disfrutar del privilegio de fijar en un momento dado ya sea el precio de una segregación en particular o bien un diferencial ligeros/pesados, algunos por períodos muy largos de tiempo.⁴⁶ Las particularidades de cada uno de estos métodos no son de gran importancia; sin embargo, hay que destacar que todos son opacos a más no poder y que, en todos ellos, el regateo directo con los clientes ocupa un sitio de primera importancia. Esto, naturalmente, invita a preguntarse qué posible motivo pueden tener los venezolanos para mantener en operación un sistema así.

Contestar esta interrogante no es fácil; de hecho, yo considero que no es posible hacerlo sino hasta que se hayan examinado en detalle las múltiples facetas de la política comercial venezolana y por eso, el lector tendrá que esperar hasta el capítulo final de la tesis para recibir una respuesta. Entre tanto, hay que decir que las razones que han dado los propios venezolanos para justificar su conducta no son muy convincentes. Se ha dicho, por ejemplo, que valorar con fórmulas es demasiado complicado para PdVSA, porque exporta más de 20 segregaciones comerciales distintas. Este pretexto no acarrea mucho peso, porque viene de una compañía que, por un lado, tiene acceso a los equipos de computación más complejos. Además, PdVSA no necesita diseñar *ex professo* una fórmula para cada uno de sus crudos: prueba de ello es que la compañía utiliza sólo cuatro crudos - Tía Juana Ligero, La Rosa Mediano (BCF-24), Bachaquero BCF-17 y Tía Juana Pesado - para derivar los precios notificados de todos sus crudos ligeros, medianos, pesados y extra-pesados, respectivamente (P/W, oct. 13, 1986, p. 3). No se antoja difícil transformar este sistema de fijación de diferenciales en la base de un sistema de fórmulas. La otra razón con la que se trata de

justificar la retención de métodos de valoración que aparentemente están fuera de sintonía con el mercado de la actualidad es que éstos permiten que PdVSA cobre a cada cliente de acuerdo a las circunstancias de éste - localización, complejidad y demás - y también de acuerdo al estado del mercado en un momento dado. Ahora bien, yo considero que, aunque Citgo - merced a su participación en varios sistemas de ductos, a sus extensas operaciones de venta al menudeo, a sus importantes compras de crudos y productos domésticos, y a sus importaciones de crudos no venezolanos - ciertamente da a PdVSA un conocimiento íntimo de las condiciones "micro" en el mercado petrolero estadounidense (conocimiento que compañías como PEMEX no están en posibilidades de emular), esta pretensión es en extremo cuestionable, por dos razones:

- a) Ninguna de las otras paraestatales fuertemente excedentarias en crudo, *integradas o no*, es lo suficientemente fuerte como para imponer a sus clientes este tipo de arreglo (ni siquiera la Saudi Aramco).
- b) Muchas de las opciones de valoración que concede PdVSA son sintomáticas de *debilidad*, más que de fuerza. En otras palabras, podría pensarse que PdVSA es el *blanco* de prácticas discriminatorias por parte de algunos de sus clientes, y no a la inversa. Por ejemplo, cuando PdVSA permite a un cliente fijar un diferencial ligeros/pesados a su libre arbitrio sin costo adicional le está *regalando* un *swap* gasolina/combustóleo (porque PdVSA asume todo el riesgo de que el diferencial se reduzca, y no recibe nada a cambio) o, lo que es lo mismo, le está *garantizando* un margen a su planta de coquización (una coquizadora es más rentable entre más barato sea el combustóleo respecto a la gasolina). Del mismo modo, un contrato de suministro como el que Maraven supuestamente está a punto de firmar con Chevron (20 años de duración, a un precio fijo) es equivalente a un *swap* gratis sobre el precio del crudo pesado. El que PdVSA tenga que hacer concesiones de este estilo, cuando otros exportadores las han podido evitar, es muy revelador de cuál es la verdadera capacidad de la compañía venezolana para dictar condiciones comerciales a las empresas que levantan su crudo.

En suma, parece bastante claro que la negativa de PdVSA a renunciar *explícitamente* a la facultad de dictar su precios unilateralmente, lejos de reportarle beneficios, muy probablemente ha reducido el incentivo que tienen sus clientes con cuasi-rentas potencialmente expropiables a suscribir contratos por grandes volúmenes, además de que ha fortalecido la propensión natural de estos clientes a comportarse oportunamente. En otras palabras, la retención por parte de PdVSA de un mecanismo de valoración opaco ha tendido a exacerbar los problemas de monopolio bilateral inherentes a las transacciones con crudos pesados. Dado que este patrón de comportamiento no corresponde al que uno esperaría de una compañía preocupada por los efectos de "encerramiento" en sus relaciones comerciales, no queda más que concluir que, a pesar de la considerable ineficiencia que caracteriza al mercado en que compiten los crudos pesados venezolanos, el programa de internacionalización no ha tenido por objetivo combatir los problemas que se derivan del monopolio bilateral.

3.2 Protección contra el poder de mercado de los compradores de crudos venezolanos; aprovechamiento del poder de mercado de PdVSA

"... and the lion and the lamb shall lie together, but the lamb won't get much sleep..."
Woody Allen. *Birds of a Feather*.

La mayoría de los economistas industriales considera que es muy comprensible que una empresa se integre verticalmente si contiene en un mercado donde el poder de negociación (*bargaining power*) de las firmas que ocupan etapas adyacentes a la suya es demasiado grande. En estas circunstancias, la integración vertical se convierte en un medio para conjurar el peligro (latente o manifiesto) de que las contrapartes comerciales de una empresa se apropien por la fuerza de una porción del plusvalor que ésta genera. ¿Se puede considerar al programa de internacionalización como una respuesta de PdVSA a este tipo de falla de mercado?

De entrada, hay que decir que a nadie tendría que sorprender que la respuesta a esta interrogante fuese afirmativa, ya que PdVSA ha tenido ocasión de sentir en carne propia las molestas consecuencias que se derivan de una relación comercial caracterizada por grandes asimetrías en el poder de mercado de las contrapartes. La compañía tuvo que soportar esta desagradable experiencia durante una coyuntura crítica de su historia (los primeros cuatro años tras la promulgación de la ley de nacionalización de la industria petrolera) porque las empresas concesionarias con intereses en el país habían hecho siempre un coto exclusivo de la actividad de comercializar crudo venezolano en el mercado internacional.⁴⁷ Esto provocó que en el momento de su nacimiento, PdVSA se encontrara en una situación sumamente delicada en lo que se refiere a la colocación de sus volúmenes de crudo, porque su dependencia hacia un número muy reducido de clientes era excesiva.⁴⁸ Nada sorprendentemente, en el proceso de negociación de contratos de suministro que siguió a la nacionalización, estos clientes - todos ellos ex-concesionarios - jugaron la baza de la vulnerabilidad de PdVSA (amenazando con que cesarían de levantar crudo venezolano a menos de que sus exigencias fueran cumplidas), y lograron imponer a la paraestatal venezolana condiciones comerciales draconianas. De esta manera, a pesar de que el precario equilibrio que imperaba en el mercado petrolero hacia finales de la década de los años setenta parecía inclinar la balanza de poder del lado de los vendedores de crudo, PdVSA tuvo que reconocer a sus ex-concesionarias algunas prerrogativas extremadamente desfavorables para la causa venezolana. Entre éstas se pueden destacar las siguientes:

- a) Las ex-concesionarias tenían el derecho de reducir unilateralmente sus levantamientos de crudo hasta en diez por ciento de la cantidad pactada en el contrato de suministro cuando las circunstancias en el mercado les fueran adversas (y de aumentarlas en la misma proporción durante períodos boyantes).⁴⁹

- b) Los clientes también establecieron que PdVSA no podría "concurrir [*sic.*] a los mercados servidos por los compradores de su petróleo si éstos [juzgaban] que tal concurrencia les afectaría en sus ventas" (Maza Zavala y Malavé Mata, 1981, p. 180); además, en el caso de que "PdVSA presenta[ra] ofertas en un mercado distinto que le [interesara] conquistar", las concesionarias se reservaron el derecho de "presentar sus propias ofertas en condiciones más ventajosas . . . incluso con petróleo venezolano" (*ibid.*).
- c) PdVSA tuvo que renunciar a la prerrogativa de fijar sus precios de exportación unilateralmente, y contentarse con que los precios de los volúmenes contractuales fueran acordados por las dos partes (con base en los precios notificados de la OPEP, pero sin un apego estricto a éstos).
- d) PdVSA, contra sus deseos, tuvo que consentir que toda modificación de precios se derivara necesariamente de un proceso de negociación con sus contrapartes.⁵⁰
- e) Las ex-concesionarias consiguieron que la duración de los contratos fuera fijada en dos años (prorrogables por otros dos años a voluntad de una de las partes), y que PdVSA les reconociera la facultad de ceder unilateralmente sus derechos contractuales a terceros (es decir, estas empresas podían revender libremente sus volúmenes asignados de crudo sin temor a represalias por parte de PdVSA).

PdVSA no estaba en posibilidad de frustrar los designios de sus ex-concesionarios en el corto plazo,⁵¹ por la sencilla razón de que la falta de experiencia de sus cuadros administrativos en labores de comercialización hubiera condenado al fracaso cualquier tentativa de su parte por colocar su crudo en destinos alternativos.⁵² Por lo mismo, de manera enteramente comprensible, la compañía venezolana hizo de la reducción de su dependencia comercial una de las cuatro metas fundamentales de su primer plan estratégico a mediano plazo (las otras tres eran la modificación del patrón de rendimientos de su sistema de refinación, la búsqueda de nuevos yacimientos de crudos ligeros y la expansión de sus actividades en el Orinoco). Las cifras parecen indicar que PdVSA tuvo éxito en la consecución de este objetivo: hoy por hoy, los levantamientos de las ex-concesionarias representan menos del veinte por ciento de las exportaciones totales de PdVSA, y Shell y Exxon ya no tienen una posición dominante en la cartera de clientes venezolana (véase tabla T3.2.1). Además, en términos de magnitud, es evidente que los volúmenes que PdVSA canaliza hacia sus subsidiarias han tomado el lugar de los que solía colocar entre sus ex-concesionarias. Sin embargo, aunque estos datos parecerían prestarse para concluir que la internacionalización ha desempeñado un papel fundamental en el proceso mediante el cual la paraestatal venezolana gradualmente consiguió su independencia comercial, la evidencia indica que PdVSA ya había rectificado la mayoría de los problemas derivados de sus estrechísimas relaciones con sus ex-concesionarias desde antes de que la internacionalización se pusiera en marcha.

TABLA T3.2.1: Contratos de suministro de PdVSA

Cliente	Volumen (MBD)	Destino
Citgo**	120-340	EU
Ruhr***	200	Alemania
Uno-Ven	120	EU
Lyondell	100	EU
Mobil*	30-100	EU
Phibro	0-75	EU
Conoco*	60-70	EU
Star Enterprise*	50-60	EU
Coastal	15-30	EU
Chevron*	25	EU
Nynäs****	25	Europa
Ergon	15-25	EU
Koch	15-25	EU
Shell*	23	Europa
Sun*	15-20	EU
Trifinery	15-20	EU
Exxon*	10-20	EU
Texaco*	10	EU
Cibro	7-10	EU
Hunt	8	EU
Otros*****	80-120	Varios

* Ex-concesionaria, o empresa parcialmente controlada por una ex-concesionaria

** Incluye Lake Charles, Corpus Christi, Paulsboro y Savannah

*** Incluye Gelsenkirchen, Neustadt, Karlsruhe y Schwedt

**** Incluye Dundee, Eastham

***** Incluye compras de países del Pacto de San José y otros clientes europeos (Cepsa, Camelí, API, Elf, Esso, Texaco).

Fuente: *PIW*, may. 24, 1993, suplemento especial.

En realidad, el factor que dio la puntilla a la mala situación comercial de PdVSA fue la caída del shah de Irán. Este evento, que precipitó al mercado petrolero internacional en el caos, tuvo lugar - de forma por demás conveniente para los venezolanos - justo en el momento en que la vigencia de los contratos suscritos por PdVSA y sus clientes en 1976 llegaba a su fin. Lógicamente, la existencia de una larga lista de clientes potenciales ansiosos por disfrutar del privilegio de pagar precios altos por el crudo venezolano fortaleció notablemente la posición negociadora de PdVSA.⁵³ La compañía venezolana aprovechó esta circunstancia para desembarazarse de aquellas cláusulas contractuales que le resultaban más engorrosas, argumentando - con lógica implacable - que "las condiciones [del mercado en 1979] eran muy distintas a las que existían [en 1976, por lo que] se requerían nuevos arreglos" (*PIW*, nov. 19, 1979, p. 5). De esta manera desaparecieron la flexibilidad volumétrica para los clientes y el largo período de *phase out*. Además, PdVSA introdujo cláusulas de destino en sus contratos, prohibió la reventa del crudo venezolano, redujo la duración de los contratos a un año y forzó a muchos de sus clientes a incrementar la cantidad de crudo pesado que levantaban (*PIW, ibid.*; CEPET, 1989, v. II, p. 158). Aún tras esta restructuración, sin embargo, Shell y Exxon (quienes en aquel entonces eran todavía - por mucho - los clientes más importantes de

PdVSA) retuvieron el privilegio de que los volúmenes destinados a sus refinerías en Aruba y Curaçao se valoraran mediante fórmulas preferenciales que incluían un factor de ajuste determinado por los precios del combustible en el puerto de Nueva York. Pero después de un par de años, PdVSA terminó por retirarles esta prebenda (con lo cual estas dos refinerías se vieron forzadas a cesar sus operaciones⁵⁴). Con esta última acción, la emancipación comercial de PdVSA finalmente se convirtió en una realidad tangible.

Está claro, entonces, que en los inicios del programa de internacionalización, éste no contribuyó gran cosa a fortalecer la posición estratégica de PdVSA *vis à vis* sus clientes. Esto bien podría considerarse como una consecuencia del modesto alcance del programa durante esos años; después de todo, hasta bien entrado el año de 1986, la presencia de PdVSA en el sector internacional de refinación se reducía a su participación accionaria en Ruhr Öl. Sin embargo, a partir de esta fecha, y con todo y que el programa ha crecido notablemente en envergadura, la situación no ha cambiado mucho: la aportación de la internacionalización al poder de mercado de PdVSA sigue siendo despreciable. Es más, como se demostró en la exposición referente a las prácticas comerciales de PdVSA, la expansión del sistema internacional de refinación de la compañía ha coincidido en el tiempo con un sensible deterioro en su capacidad de dictar condiciones a las empresas que levantan su crudo.

La mayor parte de esta erosión del *bargaining power* de PdVSA tiene que atribuirse a la nueva inclinación que la balanza del mercado petrolero ha asumido después de 1986. La guerra de precios que se desencadenó en ese año fue, ante todo, un resultado directo de la oferta excesiva de crudo en el mercado. Esta abundancia relativa de crudo transformó al mercado petrolero en un mercado de compradores y tañó el réquiem para la vida desahogada a la que se habían acostumbrado los grandes países exportadores. Como resultado de la persistente sobreoferta que ha privado en el mercado internacional desde entonces, los países exportadores de crudo se han visto forzados a adoptar prácticas comerciales - tales como las fórmulas de precios referenciadas a crudos marcadores o la valoración diferida de cargamentos con destinos transoceánicos - que seguramente hubieran rechazado sin miramientos en los días en que el fantasma de la escasez se cernía amenazadoramente sobre la cabeza de los países consumidores. Tan marcada ha sido esta disminución del poder de mercado los vendedores de crudo que la idea de que la mera posesión de un sistema de refinación en el extranjero pudo haber eximido a PdVSA de la necesidad de ajustar su política comercial en la misma medida en que lo hicieron otras compañías importantes resulta descabellada. Pero si bien es indudable que todos los vendedores de crudo han tenido que sacrificar muchas de las prerrogativas a las que se acostumbraron durante los años de jauja, también es cierto que los sacrificios que ha hecho PdVSA parecen haber sido bastante más fuertes que los que sus similares en otras comarcas del globo han instrumentado. En otras palabras, la paraestatal venezolana ha fincado sus relaciones comerciales sobre la base de condiciones que son muy generosas a comparación de las que otros grandes exportadores han estado dispuestos a conceder a sus clientes.⁵⁵ Esto

es bastante desconcertante, en vista del grado de integración vertical que caracteriza a las operaciones de PdVSA (recuérdese que el sistema de refinación de la compañía venezolana es superado en magnitud tan sólo por los sistemas de Exxon y de Shell). Esta situación es una clara prueba de que la protección contra el poder de mercado de los compradores de crudo venezolano definitivamente no ha sido uno de los móviles de la internacionalización.

Para cerrar este apartado, me gustaría discutir la posibilidad de que PdVSA haya decidido integrarse verticalmente para proyectar de manera más efectiva su poder de mercado (y no tanto para defenderse del poder de mercado de sus contrapartes). En vista de las conclusiones presentadas líneas arriba y en el apartado anterior, este ejercicio parecería ocioso. Sin embargo, dado que algunos funcionarios petroleros venezolanos insisten que la estrategia comercial de PdVSA está diseñada para que la compañía valore cada cargamento de crudo venezolano a un precio acorde con la situación concreta del refinador que lo levanta, creo que no está de más comprobar que la internacionalización no ha sido un medio del cual se haya valido PdVSA para ejercer una discriminación de precios de este estilo.

El *locus classicus* de la teoría de la discriminación de precios se encuentra en el libro de A.C. Pigou, *Economics of Welfare* (1920, pp. 240-256). Pigou definió a la discriminación como la práctica de aplicar precios diferentes a compradores diversos por un mismo producto o bien la aplicación de un precio uniforme a un producto, a pesar de que los costos que enfrentan diferentes compradores para conseguirlo varíen entre sí. Obviamente, para que una empresa pueda aspirar a ejercer exitosamente la discriminación de precios, en cualquiera de sus dos modalidades, debe disfrutar, antes que nada, de cierto poder monopólico. Además, tiene que estar en posibilidades de identificar clientes con distintos precios de reserva (o segmentos de mercado donde imperen distintas elasticidades de demanda); finalmente, debe contar con los medios para eliminar las oportunidades de arbitraje para su producto (para así evitar que los clientes a quienes la empresa aplique un precio relativamente más bajo revendan el bien a aquéllos a quienes cobra un precio más alto).

Aunque Pigou no se ocupó en gran detalle de las implicaciones que la integración vertical guarda para la discriminación de precios, sus sucesores han demostrado que - al menos en teoría - la integración vertical favorece las prácticas discriminatorias porque refuerza el poder monopólico (cuando éste existe) y hace más fácil que una empresa aisle entre sus clientes a aquéllos que tienen un precio de reserva más alto. El caso del proveedor que, habiendo identificado distintas elasticidades en las funciones de demanda de sus clientes, adquiere a aquéllos cuya demanda es más elástica, y cobra al resto un sobreprecio (Tirole, 1988, p. 141) es el ejemplo clásico de esta práctica. Ahora bien, se podría pensar que el demostrar empíricamente que la compra de ciertos activos ha permitido al proveedor de un bien cualquiera ejercer la discriminación de precios en contra de sus clientes es una tarea que exige, como mínimo, algún conocimiento (por aproximado que éste sea) de los precios con los que el proveedor facturó a una muestra representativa de sus clientes antes y después de que

adquiriera los activos en cuestión.⁵⁶ Para el caso que nos ocupa, este requisito es algo problemático: la tan comentada obscuridad del mecanismo de precios venezolano nos impide saber si, a raíz de la expansión del sistema internacional de refinación de PdVSA, se ha producido algún cambio en la relación entre los precios que la paraestatal cobra a sus clientes con una configuración de refinación compleja⁵⁷ y los que cobra a clientes con una configuración más sencilla. Sin embargo, la no disponibilidad de esta información no es motivo para dar cerrojazo a la tarea de aclarar la naturaleza de los vínculos existentes entre la internacionalización y las supuestas prácticas discriminatorias de PdVSA. De entrada, las conclusiones esbozadas con anterioridad en torno a la operación del mecanismo de valoración venezolano nos permiten desechar la noción de que PdVSA se da el lujo de discriminar vía precios en contra de sus clientes *contractuales* (porque éstos son los que parecen haberle tomado la medida a la compañía venezolana). Se podría pensar, sin embargo, que PdVSA cuando menos ha podido aprovechar su *status* de único proveedor importante de cargamentos *spot* de crudo pesado importado⁵⁸ en el mercado americano para discriminar vía precios en contra de sus clientes no *contractuales*. Pero el examen de la manera en que Maraven, Lagoven y Corpoven⁵⁹ solían colocar su crudo en el mercado *spot* hasta fechas muy recientes indica claramente que PdVSA no ha sacado un buen partido de su posición de fuerza (en el sentido de lograr que sus clientes pujen unos en contra de otros por los cargamentos, para que así se den a conocer aquellos refinadores que tienen precios de reserva más altos y la paraestatal pueda canalizar el crudo hacia ellos). Es más, el *modus operandi* de sus filiales domésticas (caracterizado por una fuerte - y aparentemente absurda - competencia⁶⁰) durante un buen tiempo convirtió a la propia PdVSA en fácil blanco para las prácticas oportunistas de sus clientes. Al decir de *PIW*: "los compradores [de crudo venezolano] a menudo [encontraban] que las tres divisiones de PdVSA [eran] tan agresivas en sus esfuerzos independiente de comercialización que a veces [competían] entre sí para colocar un idéntico cargamento" (*PIW*, nov. 30, 1992, p. 3). Gracias a esto, muchos refinadores se volvieron muy hábiles para "reducir sus costos de adquisición negociando por el mismo cargamento con las tres divisiones de PdVSA,⁶¹ y sacando beneficio de la competencia de precios [a la que esto daba lugar] (*PIW*, feb. 28, 1994, p. 3).

En suma, durante los años de mayor expansión del sistema internacional de refinación de PdVSA, la paraestatal venezolana consintió que sus filiales compitieran estérilmente entre sí; esto, al impedir que PdVSA presentara una fachada monolítica en sus tratos con el exterior, nulificó cualquier poder monopólico que pudiera tener la compañía.⁶² Por lo tanto, también debe quedar descartada la hipótesis de que uno de los motivos de la internacionalización ha sido mejorar la capacidad de PdVSA para ejercer la discriminación de precios en el mercado *spot*.

3.3 Disuasión estratégica de competidores potenciales

Dice Jean Tirole

un aspecto fascinante de los costos fijos es su valor de compromiso [*commitment value*]. Una empresa que compra equipo el día de hoy manda una señal de que estará [en el mercado] el día de mañana si no puede revender el equipo. Por eso, se puede hacer la conjetura de que la compra de equipo - si es observada por los rivales - puede tener efectos estratégicos, y por lo tanto no es un asunto interno exclusivamente relacionado con la minimización de los costos [de la empresa]. Los rivales pueden interpretar la compra de equipo como malas noticias para la rentabilidad del mercado, y pueden reducir la escala de su esfuerzo de entrada en el mismo o hasta abstenerse de entrar al sector (Tirole, 1988, p. 315).⁶³

La adquisición de activos es una condición *sine qua non* para que una empresa pueda aspirar a la disuasión estratégica de competidores potenciales ya que, como dicen Hay y Morris, "nada de lo que una firma haga *ahora* con respecto a su producción y a sus precios de venta puede tener algún efecto sobre un competidor potencial, a menos de que represente algún tipo de compromiso con cierto tipo de comportamiento [en períodos subsiguientes al momento de entrada del competidor]. [Pero] un compromiso de este estilo será creíble tan sólo si es irreversible, lo cual implica que los costos involucrados deben ser costos fijos . . ." (Hay y Morris, 1991, p. 101; cursivas en el original). La adquisición de activos de la que hablan Hay y Morris no necesariamente tiene que involucrar activos relacionados verticalmente con el eslabón que ocupa la empresa que desea disuadir a sus competidores. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, la integración vertical puede tener un fuerte contenido disuasorio porque, como dicen Stuckey y White, "cuando la mayoría de los competidores en una industria están integrados verticalmente, la entrada al mercado puede ser difícil para un actor no integrado, [el cual] puede verse forzado a entrar en todas las etapas de la industria con tal de competir [eficazmente]. Esto incrementa los costos de capital y la mínima escala eficiente de operaciones, con lo cual se incrementan los costos de entrada" (1993, p. 12).⁶⁴ Una situación de este estilo se presentó en la industria petrolera internacional entre principios de este siglo y la década de los años cincuenta: a lo largo de este período muchas empresas se integraron verticalmente para dificultar el acceso al negocio petrolero de nuevos competidores, y no solamente para defenderse de la competencia desleal de parte de las otras empresas integradas (de Chazeau y Kahn, 1959, p. 43).⁶⁵ En vista de esto, ¿puede pensarse que la internacionalización es un intento de PdVSA por mandar una señal encaminada a retardar, en la medida de lo posible, la aparición de nuevas fuentes de suministro (o sea, competidores) en el mercado?

Yo considero esta posibilidad como muy remota, por las siguientes razones. En primer lugar, los dirigentes de la compañía venezolana están conscientes de que las Siete Hermanas pudieron limitar la competencia en el mercado en buena medida porque estaban vinculadas *horizontalmente* entre sí, y no solamente porque cada una estuviese integrada verticalmente. En segundo lugar, ellos saben perfectamente, por un lado, que el verdadero

blanco de cualquier esfuerzo de disuasión estratégica de su parte serían las grandes multinacionales petroleras (ya que, en la gran mayoría de las ocasiones, son ellas - y no los gobiernos o las compañías locales de los países en donde hay mantos petrolíferos, digamos - quienes se encargan de buscar nuevos campos, y también de extraer y vender el crudo que en ellos se descubra). En tercer lugar, están asimismo conscientes de que la enorme capacidad financiera y tecnológica de este tipo de compañías coloca a su "umbral de disuasión" a una altura que es inalcanzable para PdVSA.⁶⁶ En cuarto lugar, la dirigencia de PdVSA ha de saber que un requisito indispensable para que un esfuerzo de disuasión estratégica de este talante funcione es que los productores integrados, en conjunto, deben de estar en posición de impedir el acceso al mercado de la gran mayoría del crudo de los productores no integrados (sin importar el precio al que cual éstos ofrezcan el crudo). Pero este requisito presupone a su vez un grado de control sobre los sectores de refinación de los países desarrollados de parte de compañías como PdVSA o Saudi Aramco que éstas no tienen (y que las Siete Hermanas, en su momento, llegaron a tener⁶⁷). Finalmente, hay que decir que estos funcionarios conocen la evolución del mercado petrolero internacional y que, por ende, están al tanto de que la industria petrolera - por una gran variedad de razones de índole política que no pueden ser tratadas aquí⁶⁸ - tradicionalmente ha preferido satisfacer la demanda incremental de petróleo con crudo de alto costo de producción, a pesar de que desde principios de la década de los años cincuenta, las enormes reservas de crudo de bajo costo de producción en el Medio Oriente no han sido explotadas a plena capacidad.⁶⁹ Muchas compañías petroleras han dedicado grandes sumas de dinero a encontrar y explotar reservas de crudo relativamente caro y a desplazar reservas de crudo barato, a pesar de que tanto la capacidad de producción ociosa como las reservas subutilizadas están investidas de un fuerte elemento disuasorio, debido a la amenaza latente que representan para la rentabilidad del negocio petrolero en su conjunto. Dado que los participantes en el negocio petrolero han demostrado ser refractarios frente a esta amenaza y a sus desagradables consecuencias potenciales (las cuales se pusieron de manifiesto durante el desplome del mercado petrolero durante 1985-86), es lógico suponer que los funcionarios petroleros venezolanos han llegado a un veredicto similar al de Jack Hartshorn respecto a la posibilidad de que la industria pueda sacudirse este añejo vicio de encima: "el mercado permanecerá distorsionado en tanto los costos comparativos no se reflejen por completo en los precios del crudo, y en tanto sigan siendo oscurecidos en los precios de los productos [por efecto de los gravámenes de los países desarrollados] (1993, pp. 279-280). Asimismo, estos funcionarios deben haberse hecho a la idea de que, en tanto el mercado petrolero permanezca distorsionado, este tipo de disuasión estratégica estará condenada al fracaso. Y es por todas estas razones que considero que la internacionalización no puede considerarse como una estrategia de disuasión.

3.4 La creación de nuevos mercados para crudos venezolanos

De acuerdo a la "historia oficial" de la industria petrolera venezolana (CEPET, 1989), el interés de PdVSA por integrarse verticalmente al exterior de Venezuela data del momento mismo en que PdVSA surgió como empresa:

la Industria Petrolera Nacional siempre ha estado consciente de la necesidad de integración vertical hacia los mercados fuera de Venezuela. En efecto, *ya desde el primer año de la nacionalización*, Petróleos de Venezuela y sus filiales estuvieron analizando alternativas de inversión en el extranjero . . . En 1981 y ante la presencia de signos que presagiaban que a corto plazo se presentaría una situación de deterioro del mercado, PdVSA . . . le otorga máxima prioridad a la internacionalización. Lógicamente, siendo ésta una materia tan nueva y en la cual Venezuela iba a ser precursora [*sic.*], el estudio y las negociaciones para el primer convenio llevaron cierto tiempo, y es así que no es sino hasta comienzos de 1983 cuando se firma el primer convenio de asociación . . . (CEPET, 1989, v. II, p. 176, cursivas JCB).

Se podría pensar que la inclusión de la cuestión de la integración extra-territorial en la agenda petrolera venezolana en una fecha tan temprana es indicativa de una clarividencia notable de parte de los directivos de PdVSA; después de todo, fue hasta muchos años después de que PdVSA supuestamente comenzara a explorar los pros y contras de la integración extra-territorial que ésta pasó a ser un tema de rigor para toda compañía petrolera estatal con importantes excedentes exportables de crudo. Sin embargo, si se analiza la actitud que asumió PdVSA ante la más dramática manifestación del reordenamiento del mercado (la guerra de precios de 1986), esta pretensión parece ser poco factible. Después de todo, cuando la adopción saudita de los *netbacks* precipitó el desplome súbito en el precio del crudo, PdVSA no dio ninguna muestra de que hubiese anticipado este evento ni se comportó como si poseyera un mecanismo novedoso para resolver el acertijo planteado por las condiciones del mercado.⁷⁰ Es más, si se compara su velocidad de reacción con la de otras paraestatales, la compañía venezolana sale bastante mal librada en términos de su capacidad de respuesta ante las cambiantes condiciones del mercado: por ejemplo, su apoyo a ultranza al mecanismo comercial de los precios oficiales notificados⁷¹ - en un momento en que todos sus competidores con la excepción de México estaban vendiendo con base en *netbacks* - condujo a importantes reducciones en el volumen venezolano de exportación (reducciones que disminuyeron tan sólo cuando PdVSA adoptó tardíamente una política comercial sustentada en los descuentos⁷²). Pero no obstante lo anterior, es un hecho que en los albores de su existencia, PdVSA *si* consideró seriamente la opción de emprender "asociaciones estratégicas" con refinadores al exterior de Venezuela. De hecho, a finales de 1980 aparecieron en la prensa especializada internacional los primeros indicios de que PdVSA había superado la etapa de estudio de este tipo de asociaciones como mero concepto abstracto, y también la etapa de evaluación de propuestas concretas, y se encontraba en negociaciones avanzadas con algunos socios potenciales: Elf Aquitaine, Veba Öl y Agip Petroli. ¿Cómo explicar esta aparente contradicción?

Para entender bien los motivos detrás del deseo de PdVSA de integrarse con refinadores del primer mundo hacia el final de la década de los años setenta es necesario hacer referencia a la situación que privaba en el sector petrolero venezolano por aquel entonces. La posición de PdVSA era muy delicada, ya que la extracción de crudo en la áreas productoras tradicionales de Venezuela había comenzado a disminuir de forma acelerada a partir de 1970.⁷³ El gobierno venezolano correctamente calificó esta tendencia de ominosa, ya que intuyó que el declive productivo, aunado al incremento en la demanda doméstica de productos petrolíferos, ocasionaría una reducción dramática en el excedente exportable de petróleo del país. Esta reducción, desde luego, no auguraba nada bueno para el gobierno (cuyos ingresos dependían de manera casi absoluta de las exportaciones petroleras), y tampoco para el país (ya que todos los intentos de destetar a la economía venezolana de su biberón petrolero habían fracasado). De allí que Juan Pablo Pérez Alfonzo le calificara de "un derrumbe que amenaza atrapar en sus escombros a todas las actividades nacionales" (Mieres, 1981, p. 258). Además, diversos funcionarios petroleros venezolanos habían advertido al gobierno que la aplicación de métodos de recuperación potenciada de crudo (*enhanced oil recovery*) en los yacimientos venezolanos conseguiría - en el mejor de los casos - una desaceleración temporal del declive productivo de los campos. Ante tamañas adversidades, las altas esferas del gobierno venezolano llegaron a la conclusión que el futuro económico del país estaría ligado a la explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos, los más atractivos de los cuales se encontraban en la Faja Petrolífera del Orinoco (área que ya para entonces era calificada en Venezuela como la mayor provincia petrolera del mundo⁷⁴).

Hacia finales de la década de los años setenta, como dice Martínez (1987, p. 125), la posición de la Faja Petrolífera del Orinoco en el universo petrolero venezolano experimentó una radical alteración: de ser considerada como una mera "curiosidad geológica", la Faja se convirtió en la piedra de toque de todos los planes a mediano plazo de PdVSA.⁷⁵ No entraré en detalle respecto al proceso que llevó a la explotación comercial de la Faja al sitio de máxima prioridad en la agenda petrolera venezolana de la época⁷⁶: para los propósitos de este apartado basta decir que los planes estratégicos de PdVSA estipulaban que la Faja produciría alrededor de 1 MMBD hacia mediados de la década de los años ochenta (Coronel, 1983, p. 167). Estos planes eran en extremo ambiciosos, ya que las características físicas desfavorables de los crudos del Orinoco (una gravedad API entre los 9 y los 12 grados, un elevado contenido de metales, y una altísima viscosidad a temperatura ambiente) hacían imposible su procesamiento en una refinería convencional. Este detalle era inconveniente, ya que como alguna vez observara Brígido Natera (ex-presidente de PdVSA) "no existe ninguna razón para desarrollar o producir . . . este tipo de crudo si no es posible venderlo" (Zlatnar, 1986, p. 28).

Los funcionarios petroleros venezolanos comprendieron que el problema de la no disponibilidad de salidas para los crudos del Orinoco tenía una solución obvia: alguien tendría que construir una buena cantidad de nuevas refinerías o nuevas plantas de conversión

profunda - capaces de extraer productos ligeros hasta de la brea más degradada - para dedicarlas al procesamiento de estos crudos. Pero esta solución era fácil de concebir, pero extremadamente difícil de llevar a la práctica: los cuadros administrativos de PdVSA sabían los que los refinadores en países desarrollados no acogerían con entusiasmo la idea de invertir sumas astronómicas de dinero en plantas de alta conversión para crudos ignotos, con todo y lo caros que se habían vuelto los crudos "convencionales" tras el primer *shock* petrolero. Por ello, mediante un raciocinio análogo al que llevó a empresas como Texaco, Union Oil y Gulf a incluir la refinación de petróleo entre sus actividades hacia finales del siglo XIX⁷⁷, la dirigencia de la paraestatal venezolana concluyó que la colocación en el mercado los crudos del Orinoco necesariamente supondría una vinculación vertical muy estrecha entre PdVSA y sus clientes potenciales. Pero mientras que la estrategia comercial de los pioneros de la producción de petróleo en Texas y California tuvo como base la propiedad total de los activos de refinación, los dirigentes de PdVSA nunca contemplaron en serio la posibilidad de reservar para ésta la tarea de construir y operar las refinerías para el crudo del Orinoco. Esto no resulta difícil de entender: hasta el optimista más inveterado hubiera reconocido que las probabilidades de que una compañía tan joven pudiera enfrentar exitosamente los enormes desafíos (tanto tecnológicos como económicos) que planteaban estos proyectos eran mínimas. De allí que PdVSA decidiera reclutar ayuda exterior para llevarlos a cabo.

Como es natural, la paraestatal venezolana eligió entre sus socios potenciales a compañías que contaban con una amplia experiencia en la refinación de crudos de ínfima calidad. Sin embargo, la reputación de alta competencia tecnológica que precedía a estas Elf, Agip y Veba no debe haber sido lo único que las hizo atractivas a ojos venezolanos, ya que había otras muchas compañías - incluyendo a las ex-concesionarias venezolanas - que disfrutaban de una reputación similar, o hasta mejor. En mi opinión, el hecho de que las tres empresas fueran paraestatales debe haber incidido de manera importante en su selección. Esta preferencia se debe entender como una consecuencia lógica de las características que asumieron las relaciones entre países productores y consumidores de petróleo a raíz del primer *shock* petrolero. Como se sabe, a lo largo de la década que comprenden los años 1973 a 1982, los gobiernos de los principales países consumidores de petróleo del mundo se dedicaron a cortejar asiduamente - con diversos grados de fortuna - a los países productores, con el objetivo declarado de "asegurar sus fuentes de suministro de crudo".⁷⁸ Las paraestatales petroleras europeas jugaron un papel central en este proceso - que Morris Adelman calificara con justicia de inútil e indigna charada (Adelman, 1984, p. 8) -, dando muestras en repetidas ocasiones de estar dispuestas a hacer casi cualquier cosa⁷⁹ con tal de cultivar la buena voluntad de jeques, emires, dictadores, presidentes, ministros... en fin, de todo personaje en posición de alterar el curso de la política comercial de una nación productora. En vista de esto, PdVSA debió haber derivado la razonable conclusión de que, para proyectos tan complicados como los del Orinoco, siempre sería más fácil conseguir la colaboración de compañías estatales que la de las

compañías privadas (ya que mientras que las segundas se aferraban tozudamente a la idea de invertir solamente en proyectos que tuvieran alguna posibilidad de ser económicamente rentables, muchas paraestatales - a instancias de sus respectivos gobiernos - se habían mostrado dispuestas a gastar vastas sumas en elefantes blancos, todo en aras de la elusiva e incuantificable "seguridad de los suministros"⁸⁰). Los venezolanos, por cierto, no se equivocaron en esta apreciación, ya que los gobiernos alemán y francés asumieron un papel central en la promoción - e incluso en la negociación - de las asociaciones⁸¹, al grado que no constituye una exageración decir que éstas asumieron el carácter de acuerdos intergubernamentales más que de acuerdos comerciales entre empresas. Esto probablemente explica por qué PdVSA - que ha demostrado ser una compañía con una marcada preferencia por la adquisición de activos - no trató de hacer de la participación accionaria en las refinerías que procesarían el crudo una condición *sine qua non* para la firma de un convenio de asociación. Después de todo, es lógico pensar que los funcionarios petroleros venezolanos no insistieron en este punto porque consideraron que el aval de los gobiernos francés, italiano y alemán virtualmente aseguraría el cumplimiento de los términos contractuales y que, por lo tanto, la garantía adicional que hubiera representado la propiedad venezolana (parcial o total) de estas refinerías era innecesaria.

La instrumentación de estas asociaciones estratégicas debía haberse realizado en dos etapas. Para la primera se contemplaba la construcción de plantas piloto que refinarían crudos venezolanos de muy baja gravedad API y de alto contenido de metales y azufre (aunque estos crudos no necesariamente provendrían del Orinoco); la operación de estas plantas permitiría que PdVSA y sus socios se familiarizaran con las dificultades inherentes en el procesamiento a gran escala de crudos extra-pesados en instalaciones de alta conversión.⁸² Posteriormente, se procedería a la etapa definitiva, en la cual las partes construirían plantas mucho más grandes, las cuales correrían solamente crudos del Orinoco. Sin embargo, ni uno solo de estos ambiciosos proyectos se materializó.⁸³

El proyecto de Elf fue el que más cerca estuvo de convertirse en algo más que un bosquejo.⁸⁴ Esto probablemente se debió en gran parte a que fue diseñado para procesar Boscán, un crudo que si bien era de una calidad infame (y por eso nunca había sido procesado en plantas de conversión), cuando menos había sido producido y comercializado en el mercado como insumo para la producción de asfaltos desde principios de la década de los años cincuenta. Pero a pesar de que el proyecto tuvo un comienzo en apariencia auspicioso, PdVSA y Elf pronto evidenciaron tener sensibles diferencias en lo referente a la rentabilidad de éste y también en torno a los términos que regirían la relación comercial.⁸⁵ A la postre, tan profundo resultó ser este desacuerdo que ni siquiera un sensible abatimiento en los costos del proyecto (derivado de concesiones venezolanas) pudo convencer a Elf de ponerlo en marcha.⁸⁶ Hay que hacer notar, sin embargo, el tiempo que invirtió PdVSA en este proyecto no resultó totalmente desperdiciado, ya que la compañía aprendió una valiosa lección (que aquí se resume en

palabras de *P/W*): "si PdVSA desea hacer este tipo de operaciones, tendrá que recortar su precio actual en varios dólares, y conceder el diferencial fijo que se rehusó a darle a Elf . . . o bien participar [como socio capitalista] en las inversiones para las plantas" (*P/W*, dic. 14, 1981, p. 6).⁸⁷

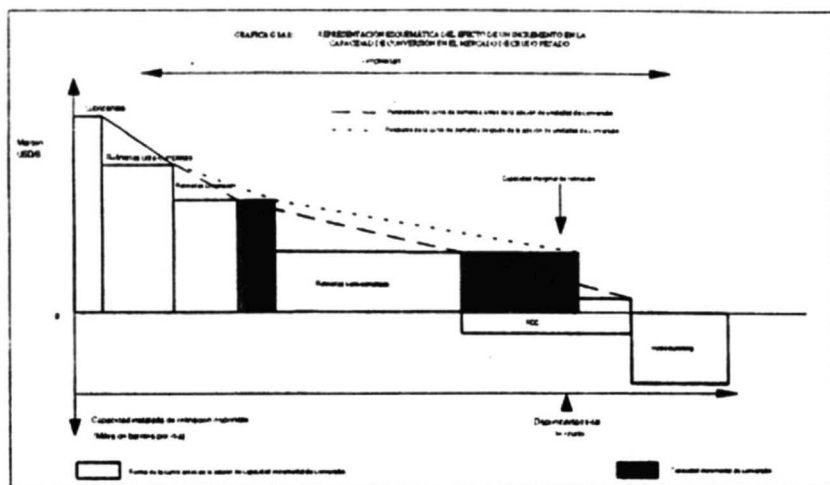
Los primeros intentos de asociación de PdVSA con refinadores en países desarrollados se distinguen de las adquisiciones que la compañía ha llevado a cabo desde 1983 en muchos detalles. De hecho, las diferencias entre el programa de internacionalización propiamente dicho y su supuesto antecedente son tan numerosas que es difícil considerarlas como etapas sucesivas de un mismo plan estratégico. Ahora bien, algunas de estas discrepancias⁸⁸ en realidad no son muy significativas, ya que solamente son un reflejo pasivo de ciertos cambios estructurales en el mercado petrolero.⁸⁹ Pero hay una cosa que separa a ambos programas de una manera irreconciliable, y ésta es que, mientras que la internacionalización ha tenido siempre un carácter conservador y reactivo (porque sólo ha buscado mantener constante la participación de los crudos venezolanos en ciertos segmentos del mercado petrolero de algunos países⁹⁰), el programa temprano de integración de PdVSA tenía un carácter eminentemente proactivo, ya que aspiraba a crear un segmento totalmente nuevo en el mercado petrolero internacional, un segmento que habría de ser ocupado por los crudos extra-pesados provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco. En otras palabras, el objetivo sobre el cual se predicaron las bondades del programa temprano de integración es muy distinto al que ha funcionado como directriz para las incursiones de PdVSA en la industria de la refinación de los países desarrollados a partir de 1983. Esta diferencia es clave, ya que permite apreciar que la creación de mercados para crudos pesados venezolanos tampoco ha sido una metas del programa de internacionalización.

Se podría pensar que esta disparidad de enfoques entre ambos programas es una consecuencia lógica de del hecho que los crudos del Orinoco eran totalmente desconocidos en el momento en que PdVSA comenzó sus pesquisas para encontrar socios que quisieran refinarlos, mientras que los crudos que han sido el sostén del programa de internacionalización tenían ya mucho tiempo de competir en el mercado petrolero para cuando éste fue concebido. El tenue o inexistente activismo (entendido esto como la voluntad de crear demanda para ciertos crudos) que ha caracterizado a la estrategia de internacionalización podría ser considerado como una consecuencia de la larga trayectoria comercial de las principales segregaciones comerciales venezolanas; después de todo, desarrollar un mercado para crudos que se han comercializado activamente por espacio de varias décadas se antoja como una tarea redundante. Pero este razonamiento pasa por alto un importante detalle: desarrollar un mercado no necesariamente quiere decir crearlo a partir de la nada (el modificar la estructura de un mercado mediante la introducción de nueva tecnología puede alterar el patrón de demanda de un producto, insumo o servicio de una manera tal que, para todos propósitos

prácticos, éste quede convertido en un mercado nuevo). Por lo tanto, el mercado de un bien cualquiera puede prestarse para que una compañía instrumente una estrategia proactiva de desarrollo (entendida como la identificación y explotación de nuevos segmentos o nichos de mercado más atractivos o, bien la instrumentación de acciones para crear demanda *adicional* en estos nichos) incluso cuando el bien en cuestión haya tenido amplia presencia en otros segmentos de dicho mercado a lo largo de un extenso período de tiempo.

Para el caso que nos ocupa, este último punto es de una gran importancia, sobre todo en el contexto de la dinámica del mercado de crudos pesados tras el primer *shock* petrolero. Hasta 1973, la mayoría de los refinadores que procesaban este tipo de crudos tenía como objetivo primordial producir la mayor cantidad posible de combustóleo residual de alto azufre, un derivado del petróleo que se utilizaba sobre todo para la generación de energía eléctrica. Los fuertes incrementos en el precio del crudo ocasionaron que este producto - el derivado del petróleo que resultaba más fácil de substituir - fuera desplazado de este importante nicho por otras fuentes primarias de energía. Naturalmente, esto provocó que su valor relativo disminuyera considerablemente. Este declive en el valor relativo de los residuales se tradujo en un incremento *permanente* en la pendiente de la curva de demanda de los crudos pesados (o, lo que es lo mismo, en un aumento en el diferencial entre los márgenes de refinación de las plantas de alta conversión y los márgenes de refinación de las plantas menos complejas). Este cambio estructural trajo consigo una segmentación mucho más pronunciada del mercado de crudos pesados.

Entre las muchas implicaciones de la nueva configuración de la curva de demanda, hay que destacar una que es de crucial importancia para la evaluación de la estrategia de integración vertical de cualquier productor de crudos pesados: un aumento en la capacidad instalada de conversión en el mercado que no sea acompañado por un aumento en la disponibilidad de crudos pesados tendrá un impacto positivo considerable sobre el precio de todo el volumen de crudo pesado - y no sólo sobre el precio del (los) crudo(s) procesado(s) en estas nuevas plantas, ya que la curva entera se desplazará hacia la izquierda (tal como se ilustra la gráfica G3.4.1).⁹¹



¿Pero qué efectos deberíamos esperar que esto tuviera sobre las decisiones comerciales de los productores de crudos pesados en lo que se refiere a sus preferencias de integración vertical? La respuesta es simple: *ceteris paribus*, el productor de crudo pesado siempre deberá buscar que su integración aumente la demanda agregada de crudos pesados en el mercado ya que, como se ha dicho, cualquier incremento en la demanda repercutirá positivamente sobre el precio de todo el volumen que el productor mueva a través de canales no integrados. En otras palabras, un productor de crudo pesado que desee integrarse hacia adelante debería preferir construir plantas de conversión nuevas o, en su defecto, expandir plantas de conversión existentes; dicho productor nunca debería contentarse con desplazar de ciertas refineras a los crudos de sus competidores, porque sus competidores no integrados responderán a esta acción descontando sus precios, con lo cual deprimirán el nivel general de precios en todo el mercado de crudo pesado.⁹²

PEMEX deliberadamente puso en práctica este principio cuando decidió asociarse con Shell para construir una nueva coquizadora en Deer Park, Texas; de hecho, se ha calculado que, si el volumen de crudo pesado ofertado en mercado estadounidense se mantiene relativamente estable durante la próxima década, las ganancias que generará el desplazamiento de la curva de demanda del crudo Maya muy bien podrían exceder a las utilidades pronosticadas para la nueva planta. En este sentido, el contraste entre PEMEX y PdVSA no podría ser mayor: el programa de internacionalización ha buscado casi exclusivamente el

desplazamiento de crudos competidores, a pesar de que uno de los supuestos principios rectores de la política de internacionalización dice que "se [deben procurar] asociaciones con empresas que posean plantas capaces de procesar de inmediato toda la gama de crudos producidos por Venezuela o que tengan una infraestructura y/o condiciones económicas que justifiquen la instalación futura de proyectos de conversión profunda" (CEPET, 1989, v. II, p. 160, cursivas JCB). Basta con examinar la evolución de las importaciones totales de crudo de las refinerías extranjeras de PdVSA antes y después de su adquisición por la paraestatal venezolana para comprobar que, salvo una notable excepción (la asociación con Lyondell), la creación de demanda adicional de crudo pesado no ha sido el móvil detrás de las adquisiciones venezolanas (las gráficas que ilustran esta evolución se pueden encontrar en el anexo 4).

3.5 Conclusiones

"When you have eliminated the impossible, whatever remains, however improbable, must be the truth."

Arthur Conan Doyle, *The Sign of Four*

El conjunto de refinerías que pueden procesar rentablemente crudo pesado es apreciablemente menor que el que comprende a las refinerías que pueden correr crudos ligeros. Debido a esto, el mercado para los crudos pesados no es tan eficiente como el mercado para crudos ligeros: por lo tanto, siempre esté bajo la amenaza de fallas de mercado verticales como las que han sido detalladas a lo largo de este capítulo. En vista de lo anterior, y del hecho de que el "asiento" venezolano se compone casi exclusivamente de crudos en extremo pesados, ácidos, y con alto contenido de azufre y metales, la decisión de PdVSA de buscar un alto grado de integración vertical en sus operaciones se antoja como muy comprensible y sensata.⁹³ Por lo mismo, resulta bastante extraño que ni PdVSA ni el gobierno venezolano hayan manifestado alguna vez que las fallas (reales o potenciales) del mercado de crudos pesados hayan sido el motor que impulsó al programa venezolano de internacionalización. Es más, en las diversas exposiciones "oficiales" de motivos del programa⁹⁴, los argumentos de falla de mercado son conspicuos por su total ausencia. Desde luego, podría pensarse que esta omisión es intencional: después de todo, no es difícil imaginar por qué no hacer hincapié en la existencia de estas fallas de mercado conviene a los intereses de PdVSA (como se dice por allí, *one should let sleeping dogs lie*). Pero, si bien no hay forma de comprobar empíricamente si las fallas de mercado figuraron o no en el proceso de toma de decisiones que desembocó en el programa de internacionalización (debido al silencio de quienes participaron en este proceso), a lo largo del capítulo se ha presentado abundante evidencia de que la internacionalización de hecho no puede haber sido pensada para hacer frente a este tipo de fallas de mercado. La prueba más contundente de ello es el sistema de fijación de precios para la corrientes venezolanas de exportación, el cual "es único [en el mercado petrolero] en términos de su opacidad y capacidad de causar confusión (características harto notables, sobre todo si se considera que el mercado . . . está literalmente obsesionado con la idea de que es necesario que las señales de precios sean

[tan] claras, transparentes y sencillas [como sea posible]" (Boué, 1993, p. 135). Como ya se ha dicho, este mecanismo contribuye a incrementar el poder de mercado de las contrapartes comerciales de PdVSA, y acentúa la de por sí escasa transparencia de este mercado. En otras palabras, es el vehículo idóneo para magnificar y perpetuar las fallas verticales del mercado de crudos pesados. Esta es una contradicción insólita: después de todo, no se necesita ser un gurú del *management science* para comprender que una estrategia competitiva que exacerbe las condiciones adversas que enfrenta una empresa cualquiera va en contra del "objetivo [fundamental] de la estrategia competitiva para una . . . empresa en un sector industrial [, que siempre debe ser] encontrar una posición . . . en la cual pueda defenderse mejor . . . contra estas fuerzas . . . o [bien] pueda inclinartas a su favor" (Porter, 1982, p. 24).

Obviamente, la política petrolera venezolana en su conjunto no sale muy bien librada cuando se le examina a la luz de contradicciones como las que se han presentado a lo largo de este capítulo. La existencia de estas contradicciones demerita a los componentes individuales de esta política y hace que algunas pretensiones que son muy caras a ojos venezolanos - aquéllas que consideran al programa de internacionalización como un golpe maestro que se adelantó a su tiempo, digamos - suenen especialmente huecas. Es más, el que PdVSA mine alegremente los cimientos de uno de los pilares que sostienen su comercio petrolero al mismo tiempo que se dedica a apuntalar otro de estos pilares pone en entredicho a la misma razón de ser de la internacionalización porque, - al margen de cuáles hayan sido las circunstancias coyunturales concretas que propiciaron que PdVSA adquiriera cada una de sus refinerías en el extranjero -, la presencia de esta paradoja parecería sugerir que, en cada una de esas ocasiones, la compañía pudo haber recurrido a una opción menos engorrosa y más barata para resolver sus problemas de colocación de crudo (como modificar sus mecanismos de valoración, por ejemplo).

NOTAS

¹Preguntas como: "¿qué factores determinan los arreglos institucionales que gobiernan las relaciones de suministro entre los proveedores y sus clientes?: ¿por qué se internalizan algunas transacciones mediante la integración vertical?: ¿por qué muchas transacciones de mercado se rigen mediante complejos contratos a largo plazo?: ¿qué determina la estructura de tales contratos y por qué se les utiliza en lugar de transacciones *spot* sencillas?" (Joskow, 1985, p. 33).

²Las instancias en las que un mercado "falla" no se reducen a las que identificaron los economistas neoclásicos (monopolio natural, bienes públicos, externalidades). En palabras de Kenneth Arrow, "la falla de mercado es absoluta: es preferible considerar una categoría más amplia, la de los costos de transacción, lo cuales en general impiden - y en casos particulares, obstruyen - la formación de mercados" (Williamson, 1989, p. 20).

³Determinada por factores estructurales como el tamaño y localización de sus reservas de hidrocarburos, la profundidad y porosidad de la roca madre de los yacimientos, el factor de saturación de los depósitos, las cantidades de gas y agua en solución presentes en los yacimientos, y las características físicas (viscosidad, gravedad API, contenido de azufre y metales, composición, etc.) de los crudos contenidos en los reservorios.

⁴Por ejemplo, en igualdad de circunstancias de presión, porosidad, profundidad y demás, un yacimiento de crudo pesado siempre será más difícil de explotar que uno de crudo ligero. Esto se debe a que, por un lado, los costos de producción para un pozo cualquiera crecerán a medida que disminuya la gravedad API del crudo, porque los crudos pesados contienen más elementos corrosivos, y tienen una mayor resistencia al flujo.

⁵De manera convencional, se consideran crudos ligeros a aquellos cuya gravedad API es de 35° o más; la gravedad de los crudos medianos va de los 25° a los 34.9° API, mientras que la clasificación de crudos pesados engloba a los crudos cuya gravedad API es de 24.9° o menos.

⁶Sin embargo, la afirmación de al-Ohaidan y Scully (1993, p. 1529) de que *todas* las refinerías del mundo están pensadas para un tipo especial de crudo, y que los costos de sustitución entre crudos son prohibitivamente altos es absurda. Las únicas plantas que tienen una flexibilidad de insumos limitada son las de alta conversión y las de lubricantes.

⁷El mercado petrolero se puede representar esquemáticamente como una función de producción escalonada o discontinua, en la cual las ordenadas son los márgenes de refinación típicos de cada una de las configuraciones de refinación, mientras que las abscisas representan el volumen total de procesamiento disponible para cada una de esas configuraciones, acomodadas en orden decreciente de complejidad. Sobre el eje *x* también aparece el volumen total de crudo disponible para proceso. Este último elemento permite saber en qué segmento de la función de producción se sitúa la capacidad marginal de refinación (es decir, la capacidad que responde instantáneamente - aumentando o reduciendo su procesamiento - a cambios en el equilibrio de oferta y demanda).

⁸Una refinería con configuración *hydroskimming* sólo cuenta con una torre atmosférica, una torre de vacío y una reformadora de naftas. Una refinería con configuración FCC cuenta con todas estas plantas y también con una planta de desintegración catalítica.

⁹Este mercado tiene características transaccionales similares, a *grasso modo*, a las que existen en un mercado formalmente organizado. Al decir de Telser y Higinbotham, "en un mercado organizado, los participantes intercambian un contrato estandarizado que hace que cada contrato individual sea un perfecto sustituto para cualquier otro contrato. Las identidades de las partes en cualquier transacción mutuamente acordada no afectan los términos del intercambio. El mercado organizado . . . deliberadamente crea un bien homogéneo que puede ser intercambiado anónimamente por los participantes o por sus agentes" (1977, p. 997). Sin embargo, ni siquiera en los mercados de papel y físicos más líquidos se presenta un grado de anonimidad para los participantes comparable al que disfrutarían, por decir algo, en un mercado de futuros. Como dicen Mabro *et. al.* (1986, p. 173), en referencia al mercado de Brent, "todos los participantes se conocen, y están conscientes de cuál ha sido el desempeño de los demás en el pasado".

¹⁰Véase por ejemplo la descripción del mercado de *forwards* de crudo Brent en Horsnell y Mabro, 1993, pp. 31-58 y 83-151.

¹¹Esto es lo que Schelling (1960) llama *strategic misrepresentation*.

¹²Como dicen Hay y Morris (1991, p. 77), el hecho de que la demanda en un mercado sea estocástica quiere decir que una empresa puede sufrir una reducción en su demanda inclusive si ninguno de sus clientes se comporta de forma oportunista. Véase también Joskow, 1985, p. 56.

¹³Myerson y Satterthwaite (1983) han demostrado que, si la información acerca de los costos de producción y los valores uso de un insumo es privada, si además no hay certeza absoluta de que el intercambio produzca ganancias y si, finalmente, las partes puedan escoger no intercambiar, entonces no existe un proceso de negociación eficiente.

¹⁴La magnitud de estas cuasi-rentas corresponde a la diferencia entre el valor anticipado de los activos en el uso para el cual fueron adquiridos y su valor anticipado en el siguiente mejor uso.

¹⁵Existen numerosos estudios empíricos que demuestran cómo diversas industrias se han adaptado a condiciones de intercambio idiosincrático. Véase a Monteverde y Teece (1982) para el caso de la industria automotriz en EU, Anderson y Schmittein (1984) para el caso de la industria de componentes electrónicos, Masten (1984) para el caso de la industria aeroespacial, Stuckey (1983) para la industria del aluminio y Joskow (1985) para el caso de las plantas de generación eléctrica alimentadas con carbón.

¹⁶Esta es la última fecha para la que se dispone una clasificación detallada como la que se presenta a continuación.

¹⁷Instituto Venezolano del Petróleo.

¹⁸Los venezolanos consideran que los crudos ligeros son aquellos cuya gravedad es superior a los 30° API, los medianos son los que tienen gravedades de entre 22° y 29.9°, los pesados son los que tienen gravedades entre los 10° y los 21.9° API y los extra-pesados son los crudos con gravedades inferiores a los 9.9° API. De acuerdo a estas convenciones, el crudo Maya (22.5°API) caería en la categoría de "crudos medianos". Huelga decir que un sinnúmero de refinadores objetarían a esta clasificación, ya que el Maya es el epítome de un crudo pesado, difícil de procesar.

Hay que mencionar que, según PdVSA, las definiciones y conceptos utilizados en Venezuela para las reservas comprobadas de crudo y gas son las mismas que se utilizan de manera convencional por la industria petrolera mundial (CEPET, 1989, v. 1, p. 199). Es evidente, sin embargo, que el Instituto Venezolano del Petróleo se ha tomado algunas libertades respecto a estos criterios.

¹⁹Es el caso de la "disputa de los condensados", que enfrentó a Venezuela con Kuwait y Arabia Saudita, y gracias a la cual estos dos países árabes estuvieron a punto de sustraer importantes volúmenes de crudos ligeros de sus cuotas de producción de OPEP (véase Boué, 1993, pp. 61-62). Las definiciones venezolanas de condensado son tan poco precisas que han conducido a que Venezuela sea el único país de la OPEP cuya cuota de producción de crudo comprenda también su producción de condensados.

²⁰Para mayores detalles a este respecto, véase Boué, 1993, pp. 40-46.

²¹La gran mayoría de este 72 por ciento son crudos provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco. Esta área, debido a las características físicas de los hidrocarburos *in situ* (gravedad API de entre 9° y 12°, con altísimas viscosidades y gran contenido de metales) y a los requerimientos tecnológicos que su explotación comercial supone, siempre ha sido considerada como una fuente de crudos "no convencionales" (en la misma categoría que las arenas bituminosas del Athabasca, por ejemplo). Ahora bien, en la usanza internacional se acostumbra que las reservas recuperables de este tipo de depósitos - precisamente debido a su naturaleza "no convencional" - no sean consideradas en el cálculo de las reservas totales de un país. Sin embargo, esta convención no es respetada en Venezuela: los crudos del Orinoco constituyen aproximadamente la tercera parte de las reservas totales de Venezuela. Ahora bien, la única manera en que el crudo del Orinoco puede acceder al mercado mundial de petróleo es si se le somete a un proceso de hidrogenación o descarbonización térmica para convertirlo en crudo "sintético". Desafortunadamente, una planta de beneficio de crudo extra-pesado de 100 MBD de capacidad costaría alrededor de 5 mil millones de dólares, y los precios actuales y futuros del crudo no parecen justificar una inversión así. En vista de esto, está claro que la mayoría de las reservas del Orinoco, en el mejor de los casos, caen en la categoría - acuñada por la OPEP - de "reservas semi-comprobadas" (esto es, reservas que son técnicamente recuperables, con un alto grado de certidumbre, pero cuya explotación es considerada como no económica de momento (Tiratsoo, 1973, p. 336)). Hay que admitir que, en el largo plazo, existen pocas razones para dudar que "los crudos no convencionales de hoy serán los crudos comerciales de mañana" (World Petroleum Congress, 1984, p. 7), pero mientras esto no suceda, tanto el sistema de contabilidad de reservas de Venezuela como las cifras venezolanas oficiales de reservas de crudo deben ser calificados de sumamente cuestionables.

²²Véase Coronel, 1983, pp. 109-158.

²³Máxime que muchas de estas plantas son muy simples, y no pueden producir otra cosa que no sea asfalto.

²⁴La complejidad es una indicación de la capacidad de conversión de una refinería. Numéricamente, se le representa como un índice, conocido como índice generalizado de complejidad de Nelson. El cálculo de este índice es bastante sencillo: solamente se necesita multiplicar el factor generalizado de complejidad de cada planta que compone la refinería por el cociente resultante de dividir la capacidad de proceso de la planta entre la capacidad total de destilación de la refinería. Los índices generalizados de complejidad para cada proceso son (Johnston, 1992, pp. 199-200):

<u>Proceso</u>	<u>Índice de complejidad</u>
Destilación atmosférica	1
Destilación de vacío	2
Procesos termales (coquización, viscorreducción, etc.)	6
Desintegración catalítica	6
Reformación	5
Hidrocrackeo	6
Hidrorefinación (desulfurización, etc.)	3
Hidrotratamiento	2
Alquilación	10
Polimerización	9
BTX (Benceno, tolueno y xileno)	20
Isomerización	3
Lubricantes	10
Asfalto	10
Producción de hidrógeno	1
Producción de coque	5.5

²⁵Por política interna de la empresa, PEMEX restringe sus ventas a empresas que tengan un buen *rating* de las agencias *Moody's*, *Dunn and Bradstreet* o *Standard and Poor's*: el cliente con *rating* más bajo es Lyondell (BB+ de SP). En contraste, PdVSA vende a muchas compañías que no podrían cumplir con los criterios crediticios de PEMEX. Un buen ejemplo de ello es la compañía estadounidense Cibro (Cyrill Brothers), la cual ha levantado regularmente crudo venezolano en los últimos cuatro años a pesar de que ha estado bajo la administración de sus acreedores desde enero de 1992 (PON, ago. 20, 1993, p. 3). Para mayores detalles, véase anexo 2.

²⁶Véase anexo 2.

²⁷La coquizadora de Deer Park entró en operación hasta 1995.

²⁸Es imprescindible que la limitación sea verificable porque si no, como solía decir J. Rockefeller, tendrá tanto poder de compulsión como una cuerda hecha de arena (Freyer, 1992, p. 24).

²⁹La literatura sobre el comportamiento estratégico abunda en ejemplos de situaciones por las cuales un jugador puede derivar ventaja de una situación si restringe sus posibles cursos de acción (véase Schelling, 1960). Tirole (1988, p. 316) menciona el caso de dos ejércitos que desean ocupar una isla unida a sus países por un puente, pero que prefieren la alternativa de no ocupar la isla a pelear por ella con el otro ejército. El ejército que gana el juego es el que ocupa la isla y luego derriba su puente (con lo cual se corta toda posibilidad de retirada y da a entender sin ninguna ambigüedad que el contrincante tendrá que pelear para tomar la isla).

³⁰El sustrato económico de las fórmulas de precios es el así llamado "principio de equivalencia competitiva" (Horsnell y Mabro, 1993, p. 293), por el cual se asume que todos los crudos son sustitutos perfectos *en el margen*, y que, por ende, el precio de un crudo cualquiera puede derivarse del precio de otro siempre y cuando se conozcan, para ambos, sus rendimientos en la configuración marginal de refinación, sus costos de transporte y sus costos típicos de refinación. El principio de la equivalencia competitiva se puede expresar mediante un par de ecuaciones de la siguiente forma:

$$a) M_X = (GPW_X) \cdot (CT_X + CR_X) - P_X$$

$$b) M_Y = (GPW_Y) \cdot (CT_Y + CR_Y) - P_Y$$

En estas ecuaciones, M denota el margen de refinación, GPW el rendimiento bruto de productos, CT el costo de transporte, CR el costo de refinación, X el crudo referenciado y R el crudo de referencia para un mercado particular. En la configuración marginal, P_Y es la única verdadera incógnita en este sistema de ecuaciones ya que, por definición, se tiene que asumir que M_X y M_Y son iguales a cero (porque la refinería procesa crudo adicional hasta que su ingreso marginal es 0). De esta forma se llega a la siguiente expresión:

$$c) P_Y = P_X + (GPW_X - GPW_Y) + (CT_X + CT_Y) + (CR_X - CR_Y)$$

Esto quiere decir que, *en el margen*, el precio del crudo Y debe ser aproximadamente igual al precio del crudo de referencia \pm las diferencias en rendimientos brutos, costos de transporte y costos de refinación que haya entre los dos crudos (digo aproximadamente porque en la práctica, el arbitraje entre crudos no es perfecto y también porque, a la hora del diseño de una fórmula, no se puede evitar caer en simplificaciones en lo tocante a la extensión del mercado, la selección de la configuración marginal y la identificación de los costos de transporte y refinación relevantes). A partir de esto se llega a una fórmula de precios del tipo $P_Y = P_X + D + C$, donde $D = (GPW_X - GPW_Y) + (CT_X + CT_Y) + (CR_X - CR_Y)$ y C es una constante que el vendedor ajusta a su discreción (de acuerdo al comportamiento del mercado).

Con base en el principio de la equivalencia es posible construir fórmulas complejas para relacionar el precio de un crudo de referencia con los precios de una canasta de crudos (e inclusive de productos). De esta manera, se puede minimizar el efecto que una distorsión en el balance de oferta y demanda de un crudo en particular tendrá sobre el precio que genera la fórmula (ya que es probable que los componentes de la misma no se muevan al unísono). Este tipo de fórmula busca replicar los rendimientos del crudo de referencia; es decir, es una receta para crear un "barril sintético" mediante varios crudos. El precio del barril sintético se obtiene multiplicando el precio de mercado de los componentes por su factor de ponderación en la fórmula. El único país del mundo que utiliza fórmulas de este estilo a gran escala es México: las fórmulas de precios para el continente americano utilizan al WTS, LLS, ANS, Brent y el combustóleo de 3 por ciento de azufre; las fórmulas europeas utilizan al Brent, al combustóleo de 1 por ciento de azufre y al combustóleo de 3.5 por ciento de azufre; las fórmulas de precios para el Lejano Oriente utilizan al Omán y al Dubai. Para un ejemplo del diseño de este tipo de fórmula, véase el anexo 3.

³¹Hoy en día se da por hecho que "the market performs this task best when left on its own" (Horsnell y Mabro, 1993, p. 293). En la actualidad las compañías multinacionales son los defensores más ardientes de la idea de que crudos cuyo volumen de producción es relativamente pequeño dicten los precios de la gran mayoría del crudo que se vende en el mundo, pero sus opiniones a este respecto han cambiado considerablemente desde 1986, como claramente dejan ver las siguientes líneas (extraídas por estos autores de un comentario de un ejecutivo de Shell respecto al mercado *spot* de Rotterdam); "ninguna compañía involucrada en el tipo de operación integrada . . . que suministra del 90 al 95 por ciento de los requerimientos petroleros de Europa puede aceptar que un mercado que solamente cubre el 3 por ciento de los mismos dicte los precios para el resto del negocio [sic.]. This would be a case of the tail wagging the dog with a vengeance" (*ibid.*, p. 233).

³²Las primeras fórmulas mexicanas para Europa utilizaban a los crudos Flotta y Urales, los cuales no cumplían los requerimientos de liquidez y no susceptibilidad a la manipulación. Debido a esto, los refinadores europeos las rechazaron. Del mismo modo, el WTI, crudo que figuraba entre los crudos de referencia en la fórmula del Olmeca, fue retirado de ésta porque distorsionaba inaceptablemente el comportamiento del precio del "barril sintético".

³³Esto quiere que, de preferencia, la propiedad de los campos de donde se extraiga un crudo marcador tiene que estar bastante dispersa. El crudo ANS constituye una excepción a esta regla, ya que su producción siempre ha estado en manos de BP.

³⁴El crudo Dubai, uno de los marcadores más importantes del mundo, se considera como un crudo NO-OPEP sencillamente porque el emirato en donde se produce no se considera parte de esta organización (a pesar de que forma parte de los Emiratos Árabes Unidos, país miembro de la OPEP).

³⁵O sea que el crudo estará algo subvaluado para todos los compradores excepto uno.

³⁶La intensidad de este efecto se puede atenuar depurando la plantilla de clientes (tratando, en la medida de lo posible, de incluir en ella a refinadores con precios de reserva relativamente altos).

³⁷Las demoras en valoración varían en extensión. Los cargamentos de los clientes norteamericanos de Arabia Saudita por ejemplo, se valoran 60 días después de expedida la notificación de embarque. Los cargamentos de crudo mexicano con destinos europeos se valoran 15 días después de la notificación de embarque. En cambio, los cargamentos mexicanos con destino a EU y los cargamentos sauditas con destino al Lejano Oriente se valoran alrededor de la fecha de notificación de embarque.

³⁸Véase Hirschman, 1970, pp. 49-52.

³⁹Véase Mabro, 1987, pp. 13-16, para una lúcida discusión sobre los problemas de definición de una fórmula de *netback*.

⁴⁰Para un comprador, el margen de refinación real será mayor entre mayor sea el margen garantizado, entre más grande sea la diferencia entre los costos imputados en el *netback* y los costos reales incurridos, y entre mayor sea la diferencia entre el rendimiento bruto especificado en el contrato y el rendimiento bruto real.

⁴¹Este usualmente ha sido el caso de las paraestatales de países como Irán o Nigeria: la probidad de los funcionarios de estas compañías deja algo que desear, y sus clientes saben que pueden obtener precios muy ventajosos si canalizan una parte del dinero que se ahorran a la cuenta de banco de los funcionarios en cuestión. Las compañías cuyas fórmulas funcionan nada más como precios indicativos se pueden identificar fácilmente por la gran cantidad de *traders* que tienen como clientes (es obvio que si los *traders* no pudieran conseguir descuentos, tampoco podrían revender el crudo con una ganancia para ellos).

⁴²Nótese como se dice "en el largo plazo" y no "de largo plazo". PEMEX, sensatamente, ha decidido no atar a sus contrapartes en contratos de larga duración. Los contratos mexicanos tienen una duración de un año, pero son infinitamente prorrogables si ambas partes están de acuerdo en ello. Este tipo de contrato se adapta muy bien a las condiciones de volatilidad del mercado petrolero de la actualidad. Como dice Tirole (1988, p. 27):

otra limitación de las relaciones a largo plazo puede surgir a raíz del hecho que una relación a corto plazo es generalmente más ventajosa para una contraparte que sabe que puede tener buenas oportunidades en el futuro. Dado que estas oportunidades futuras afectan su habilidad para cumplir el día de hoy, y por lo tanto, mejoran su posición negociadora el día de hoy, este actor tendrá un incentivo para hacérselo saber a su contraparte mediante la firma de un contrato a corto plazo (posiblemente disfrazado como un contrato a largo plazo).

⁴³Chevron levanta el equivalente de 15 por ciento de la producción total de este crudo (120 MBD, aproximadamente).

⁴⁴El funcionamiento de este sistema es bastante complicado. En primer término, PdVSA notifica a sus clientes los precios oficiales, y los clientes deben de responder nominando la cantidad de crudo que desean levantar. Después de nominar el volumen, el cliente nombra, a su libre arbitrio una fecha de valoración. Un promedio de diferentes crudos domésticos estadounidenses se calcula en los cinco días calendarios alrededor de esta fecha de valoración. Posteriormente, se calcula el mismo promedio para los cinco días alrededor de la notificación de embarque. El precio final del cargamento se obtiene restando el primer promedio al segundo, y sumando aritméticamente este resultado al precio oficial. Dado que cada cliente puede escoger una fecha de valoración distinta (dependiendo de su visión a futuro del mercado) puede ser que dos cargamentos idénticos (del mismo crudo, por el mismo volumen y nominados para el mismo día) tengan precios muy distintos.

⁴⁵*P/W*, may. 15, 1995, pp. 4-5.

⁴⁶Por ejemplo, Maraven ha dicho que si Chevron firma un contrato de suministro de 20 años de duración por un volumen total de 86 MBD de Meré y Pilón para su refinería de Pascagoula, el precio acordado para el crudo no se alterará mientras el contrato esté vigente (*PON*, jun. 26, 1995, p. 4).

⁴⁷El volumen de exportaciones de la Compañía Venezolana de Petróleo (CVP) siempre fue despreciable.

⁴⁸En 1976, las ex-concesionarias venezolanas absorbieron el 81 por ciento de las exportaciones de PdVSA (CEPET, 1989, v. II, p. 154).

⁴⁹Esta variación de diez por ciento se refería al volumen anual estipulado en el contrato: en un trimestre cualquiera, los compradores podían variar sus levantamientos hasta en un veinte por ciento respecto a lo pactado, siempre y cuando al final del año la variación de sus cargas realizadas respecto al volumen base del contrato no excediera el diez por ciento.

⁵⁰Esta cláusula era excepcionalmente favorable para las ex-concesionarias, ya que el lapso de notificación duraba quince días y el de negociación otros quince. Esto significaba que podían transcurrir hasta treinta días entre la modificación de los precios y la fecha de acuerdo entre los contratantes, durante los cuales el comprador - en caso de que así le conviniera - podía levantar el crudo pagando a PdVSA el precio viejo para después revenderlo al precio nuevo. En caso de que las partes no se pudieran poner de acuerdo sobre los nuevos precios, los contratos concedían al comprador la posibilidad de aplicar un *phase out* gradual a sus compras (25 por ciento de su volumen al trimestre, durante cuatro trimestres sucesivos). Por añadidura, los precios que se aplicaban a los cargamentos en caso de *phase out* no eran los precios notificados de PdVSA, sino los resultantes de promediar los precios vigentes antes de que ocurriera el desacuerdo entre las partes y los nuevos precios; este promedio en ningún caso no podía exceder en más de 50 por ciento a los precios vigentes antes de que se pusiera en marcha el *phase out*.

⁵¹La izquierda latinoamericana vio en esto evidencia contundente de que los intereses imperialistas habían decidido explotar a Venezuela a través de una "industria petrolera nacionalizada transnacionalizada", con la colaboración de los cuadros dirigentes de PdVSA (Maza Zavala y Malavé Mata, 1981, p. 180), ostensiblemente porque "ya no era rentable, en términos económicos ni de estabilidad política y social, la explotación extranjera directa de los recursos naturales en los países económicamente colonizados..." (Armando Labra, en Kaplan, 1981, p. 198). Los resultados de este nuevo régimen de explotación supuestamente eran indistinguibles a los de antaño: "todo transcurre para el mayor beneficio posible de los consorcios petroleros transnacionales, que tienen en el negocio petrolero de Venezuela una fuente de magníficas ganancias" (Maza Zavala y Malavé Mata, 1981, p. 186).

⁵²Hacia finales de la década de los años cincuenta, los venezolanos descubrieron lo difícil que resultaba colocar volúmenes sustanciales de crudo en el mercado para compañías sin experiencia, después de que el gobierno venezolano decidiera que las compañías concesionarias pagaran parte de sus regalías en especie. La idea del gobierno era que CVP comercializara estos volúmenes a un precio superior al que conseguían las empresas concesionarias; CVP se reveló incapaz de lograrlo y el ejercicio acabó pro convertirse en un costoso fracaso.

⁵³Véase "Venezuela Has Edge in Renegotiating with Majors" en *PIW*, nov. 19, 1979, pp. 5-6. La tensión en el mercado de finales de la década de los años setenta permitió que PdVSA comenzara a establecer lazos comerciales con clientes nuevos desde antes del estallido de la revolución islámica en Irán. Para 1979, las compras de las empresas ex-concesionarias representaban solamente el 60 por ciento de las exportaciones totales del país.

⁵⁴Para darse una idea de lo favorables que eran las fórmulas de Aruba y Curaçao basta considerar que Exxon pronosticó que la refinería de Aruba perdería 50 millones de dólares al año con las nuevas fórmulas (mientras que con las fórmulas antiguas, la refinería registraba ganancias anuales de entre 25 y 75 millones de dólares).

⁵⁵Un buen ejemplo de esto es la adopción de parte de PdVSA de un mecanismo de valoración en el cual el regateo directo con los clientes ocupa un sitio de primera importancia en el proceso de ajuste de precios.

⁵⁶La muestra podría estar constituida, por decir algo, por clientes con precios de reserva altos (llámeseles *C1*) y clientes marginales con precios de reserva bajos (*C2*). Se puede suponer que la integración vertical ha permitido al proveedor discriminar por vía de precios si:

$$P C1 t_0 = P C2 t_0$$

$$\text{y}$$

$$P C1 t_1 > P C2 t_1$$

Donde: P = Precio del bien; t_0 = Período anterior a la adquisición de los activos y t_1 = Período posterior a la adquisición de los activos.

⁵⁷Los refinadores que tienen un precio de reserva más alto para los crudos pesados, desde luego, son los que poseen plantas de alta conversión.

⁵⁸PEMEX, el otro importante productor de crudo pesado en el hemisferio, nunca vende crudo bajo condiciones *spot*.

⁵⁹Estas tres compañías son las subsidiarias domésticas de PdVSA. Las tres se caracterizan por el elevado índice de integración de sus operaciones, que abarcan todo el espectro del procesamiento del petróleo crudo (desde la exploración hasta el expendio al menudeo, pasando por el transporte en ductos y barcos, la refinación y la comercialización en el mercado internacional).

⁶⁰La dinámica de la interacción entre estas tres compañías es difícil de entender hasta para los venezolanos mismos. El *Energy Economist* opina al respecto:

para algunos, las tres compañías son hermanas, cada una de las cuales trata de destacar en su lucha contra el mundo, pero en el interés colectivo del grupo. Para otros, son hermanas, pero hermanas que pelean una contra la otra por el privilegio de ser la reina de la colina. Para los observadores externos, esta ambigüedad parece alcanzar su máxima y más extraña expresión en la coexistencia de tres distintos tipos de estaciones de servicio (abanderadas con tres distintos logotipos) enfrascadas en una feroz lucha entre sí para vender un producto idéntico y mandar el dinero a exactamente el mismo destino (*EE*, dic. 15, 1991, p. 15).

⁶¹En teoría, a cada una de las filiales le correspondía comercializar un volumen determinado de crudo, pero en la práctica, las tres regularmente vendían volúmenes que habían sido asignados a alguna de las otras (*PIW*, nov. 30, 1992, p. 3).

⁶²En fechas recientes, PdVSA ha instrumentado ciertas acciones (dar a cada una cartera de clientes, o prohibir que los clientes traten con una filial distinta a la que se les asignó) encaminadas a terminar con la fratricida competencia entre sus filiales; véase "*PDV Restructures in Effort to Get More Term Deals*" y "*PDV's Downstream Model Tarnished by US Sales Woes*" en *PIW*, feb. 28, 1994, p. 3 y sept. 27, 1993, p. 5, respectivamente.

Es interesante hacer notar que, en sus primeros años de existencia, PdVSA había descubierto que la competencia inter-filial era improductiva y que, supuestamente, había establecido lineamientos para evitarla. Como dice Coronel,

con más de una compañía petrolera venezolana vendiendo crudo en el extranjero existía el riesgo . . . de que varias compañías compitieran por un mismo cliente y le vendieran el crudo a un precio menos que óptimo. Varios casos de este tipo ocurrieron durante los primeros años de la nacionalización [*sic.*], especialmente en el período en que las compañías con nuevas organizaciones de comercialización deseaban obtener una tajada del mercado. Esta situación se resolvió satisfactoriamente cuando un comité técnico de comercio internacional comenzó a reunirse para analizar clientes y mercados potenciales, y para asignarlos a cada compañía (1983, p. 149)

⁶³Para una visión panorámica del asunto de la dimensión estratégica de los costos fijos, véase Hay y Morris, 1991, pp. 58-101.

⁶⁴Véase Stuckey, 1983.

⁶⁵En otra parte de su libro dicen estos mismos autores, "la integración vertical evolucionó . . . como un instrumento de monopolización pero también de competencia, un instrumento ofensivo a la vez que defensivo" (De Chazeau y Kahn, 1959, p. 81).

⁶⁶Los avances tecnológicos en materia de producción petrolera permiten que, a pesar de que el precio internacional del crudo en términos reales sea tan solo marginalmente superior al de 1973, muchas compañías acometan proyectos de explotación en condiciones extremadamente difíciles. Por ejemplo, en la actualidad, Shell y BP se encuentran desarrollando el campo Mars, que se encuentra a una profundidad de aproximadamente 1.000 metros bajo las aguas del Golfo de México, a un costo inicial de 1.200 millones de dólares (*PON*, oct. 6, 1993, p. 1).

⁶⁷Blair, 1978.

⁶⁸Al respecto, véase Hartshorn, 1993.

⁶⁹Véase Brown, 1989.

⁷⁰El recurso que utilizó PdVSA para defender sus volúmenes de exportación - descuentos al gusto del cliente - no tuvo nada de original ni de innovador.

⁷¹Los venezolanos abandonaron por completo el sistema de precios oficiales notificados referenciados al precio del Árabé ligero en los primeros días de febrero de 1986 (véase *PIW*, feb. 17, 1986, p. 3). Para entonces, sólo los crudos ligeros y medianos eran valorados de esta manera ya que, desde finales de 1985, la intensa competencia en el mercado de los pesados había forzado a la compañía a adoptar mecanismos más flexibles para las ventas de sus segregaciones de baja gravedad API (*PIW*, ene. 6, 1986, p. 1).

⁷²Véase en *PIW* el artículo "Venezuela Joins Pricing Free-for-All as OPEC Ties Erode" (Feb. 17, 1986, pp. 3-4).

⁷³En 1976, por ejemplo, la producción de las seis mayores estructuras geológicas de la cuenca de Maracaibo -Lagunillas, Bachaquero, Tía Juana, Lama, Lamar y Centro - apenas si sobrepasó la cifra de 1.5 millones de b/d; en contraste, en 1970, de esos mismos campos se habían extraído 2.7 millones de barriles (72 por ciento del total de la producción venezolana de ese año). Entre 1970 y 1980, la producción venezolana de crudo disminuyó en 1.145 millones de barriles diarios (véase Boué, 1993, pp. 46-47).

⁷⁴Pretensión que no resulta del todo descabellada si se considera que hay más de 1 billón (esto es, un millón de millones) de barriles de crudo extra-pesado *in situ* en la Faja.

⁷⁵Este cambio se notó, antes que nada, en el nombre que se le daba a la Faja. Como Tugwell ingeniosamente apunta, a principios de la década de los años setenta, los voceros del gobierno abandonaron el nombre de Faja Bituminosa del Orinoco, y adoptaron el nombre algo más optimista de Faja Petrolífera del Orinoco (1975, p. 139).

⁷⁶Para esto, véase Boué, 1993, pp. 70-75.

⁷⁷La situación de PdVSA era en cierto modo comparable a la que tuvieron que enfrentar estas compañías cuando descubrieron los primeros yacimientos petroleros en Texas, Oklahoma y California, a finales del siglo XIX. Estos depósitos contenían crudos muy distintos a los que habían sido descubiertos en Pennsylvania y Ohio en los albores de la industria petrolera. Los nuevos crudos no resultaban muy atractivos para los refinadores del noroeste de EU porque su contenido de azufre ocasionaba que, al ser destilados en alambiques primitivos, su corte de queroseno - el producto petrolífero más importante en aquél entonces - fuera de una calidad inaceptable. Fue así que los descubridores de estos crudos se vieron en la doble necesidad de desarrollar nuevos métodos de procesamiento capaces de sacarles provecho y también de construir plantas que incorporaran estos avances tecnológicos. En otras palabras, lo que forzó a estas compañías a integrarse verticalmente hacia adelante fue la renuencia de los refinadores establecidos para desarrollar métodos de procesamiento adecuados para los nuevos crudos, y la necesidad de "dar algún valor en la superficie a lo que estaban descubriendo debajo de la tierra" (De Chazeau y Kahn, 1954, p. 114), y no tanto las prácticas predatorias de la Standard Oil de Rockefeller.

⁷⁸Véase Yergin, 1991, pp. 612-652 y Schneider, 1983, pp. 253-300.

⁷⁹La lista de acciones propiciatorias típicas es sumamente larga: inversiones en plantas petroquímicas, refinerías u otro tipo de industrias en el país productor, compras de productos petrolíferos o petroquímicos bajo condiciones no muy favorables (incluso en momentos en que había planta petroquímica y de refinación ociosa en los países consumidores), transferencia de tecnología, ventas de armas, sobornos a familias reales y políticos influyentes, etc.

⁸⁰En 1981, por ejemplo, el gobierno francés enunció la doctrina de "diversificación política de suministros petroleros", en la cual se recomendaba a las compañías petroleras francesas que trataran de conseguir más crudo de fuentes "seguras" (Venezuela, México y el mar del Norte), a fin de disminuir su dependencia con respecto a los volúmenes provenientes del Oriente Medio.

⁸¹*PON*, ago. 19, 1982, p.1 y mar. 10, 1982, p. 1.

⁸²Hasta esos momentos, los crudos venezolanos de 15° API o menos sólo habían sido procesados en plantas de destilación primaria, con miras a la producción de asfaltos.

⁸³Las negociaciones con Agip se estancaron en una etapa bastante temprana, y la compañía italiana no invirtió ni un centavo en su planta piloto, la cual se pensaba sería construida en Sicilia (*PIW*, ene. 6, 1981, p. 8). Veba y Elf mostraron una mejor disposición, pero con todo y esto, complicaciones de diversa índole acabaron por hundir sus planes de asociación con los venezolanos. Veba, por ejemplo, dotó a su refinería de Scholven con una planta de 150 b/d de capacidad que utilizaba el proceso HDH para hidrocrackear crudo extra-pesado (en la actualidad, esta planta procesa crudo Bachaquero BCF-13, y es la única en su tipo operando en el mundo). Pero poco tiempo después, la compañía alemana abandonó el proyecto antes de que éste entrara en su segunda fase. Aunque las fuentes de información disponibles no aclaran el por qué de esta decisión, mi opinión al respecto es que es muy probable que el transporte terrestre y marítimo de grandes volúmenes de crudo ultra-viscoso se revelara como un problema insuperable desde una etapa muy temprana del proyecto (el problema del transporte de crudos extra-pesados no fue resuelto sino hasta bastante tiempo después, cuando ingenieros del Instituto Venezolano del Petróleo y de BP descubrieron la manera de hacer emulsiones estables con crudo del Orinoco, agua y un agente emulsificador. Considero probable, además, que la decisión se tomara a instancias de los venezolanos, los cuales por aquellas fechas intentaban concentrar su atención en otros proyectos de beneficio (*upgrading*) de crudo extra-pesado localizados en Venezuela misma. Los detalles técnicos de estos proyectos y una descripción de la suerte que corrieron pueden encontrarse en Boué, 1993, pp. 73-75.

⁸⁴La compañía francesa deseaba construir una planta de flexicracking/flexicoking localizada en las cercanías de Marsella para procesar 35 MBD de crudo, la cual tendría un costo aproximado de 1.000 millones de dólares. La contribución de PdVSA en el esquema estaba limitada a expandir la capacidad de producción del campo Boscán (de 35 a 50 MBD), y a firmar con Elf un contrato de suministro con duración de siete años (*PON*, oct. 23, 1982, p. 1). Originalmente se suponía que la planta se construiría como un anexo a una refinería existente, a un costo de 500 millones de dólares, pero esta opción fue descartada posteriormente. La cifra de 1.000 millones de dólares incluía el costo de los barcos especiales con serpentines de calentamiento que habrían tenido que ser construidos para transportar el crudo (véase *PON*, mar. 10, 1982, p. 1 y oct. 23, 1982, p. 1.)

⁸⁵Elf demandó que el precio del crudo fuera determinado con base en un diferencial fijo de 12 USD/B respecto al crudo Árabe ligero y que la duración del contrato de suministro fuera mayor a siete años (*PON*, oct. 23, 1982, p. 1). PdVSA ignoró estas peticiones y, como gran concesión, dio a Elf la facultad de invocar una cláusula de emergencia "cuando el diferencial de precios entre el Boscán y crudos más ligeros fuera insuficiente para asegurar la rentabilidad del proyecto" (*PIW*, feb. 16, 1981, p. 4). Posteriormente, PdVSA suavizó su postura y ofreció a Elf suministros de crudos de mejor calidad (a raíz de que los franceses se mostraran decepcionados con los rendimientos del Boscán en corridas de refinación experimentales). Esto tampoco satisfizo a Elf, que propuso a cambio que el Boscán fuera sometido a un procesamiento parcial en Venezuela, con lo cual se incrementaría la gravedad API del crudo en alrededor de cinco grados y se haría posible su transportación en buques tanque ordinarios (*PON*, feb. 17, 1982, p. 3).

⁸⁶En 1981, Elf registró pérdidas por poco más de 500 millones de dólares en sus operaciones de refinación en Europa (*PIW*, dic. 14, 1981, p. 6). Este factor y la depresión que pesaba sobre el mercado de productos convencieron a Elf de que el proyecto no valía la pena.

⁸⁷Los venezolanos han transformado esta intuición en la piedra de toque de su política de internacionalización. Ya desde 1982, Alberto Quirós (presidente de Maraven) decía que, para que funcionara una asociación a largo plazo con alguna de las grandes compañías petroleras, "tendría que haber un diferencial garantizado entre los precios de los crudos ligeros y pesados para beneficio del inversionista", y que "Venezuela garantizaría este diferencial, y también estaría preparada para invertir en las plantas" (*PON*, feb. 18, 1982, p. 1).

⁸⁸Como el que los primeros intentos de asociación tuvieran como blanco a compañías paraestatales, mientras la internacionalización ha involucrado de manera casi exclusiva a compañías privadas, o el hecho de que el foco geográfico del programa temprano de integración fuera Europa mientras que el programa de internacionalización se ha concentrado más bien sobre los Estados Unidos.

⁸⁹El asunto del cambio en el foco geográfico, por un lado, es una consecuencia de la desaparición del sistema de precios oficiales de la OPEP. Mientras éste estuvo en vigor, los países exportadores eran indiferentes a la localización espacial de sus clientes (ya que los precios oficiales eran precios FOB, que se aplicaban por igual a todos los clientes, independientemente de a dónde tuvieran éstos que llevar el crudo). Sin embargo, la introducción de mecanismos de valoración que incorporaban precios de productos y costos de transporte hizo que, para cada exportador, algunos mercados se volvieran más atractivos que otros (en parte por su proximidad, pero también por la complejidad de su sistema de refinación). En el caso de PdVSA, los Estados Unidos se convirtieron en el mercado más atractivo de todos. Por otro lado, el hecho de que en el programa de internacionalización las asociaciones con compañías paraestatales no hayan tenido un sitio tan importante como el que tuvieron en el programa temprano de integración es una consecuencia natural del cambio en foco geográfico: después de todo, en Estados Unidos las compañías petroleras paraestatales nunca han abundado.

⁹⁰Las palabras de Frank Alcock - que esta hace poco fuera vicepresidente corporativo de PdVSA - son muy claras a este respecto: "La razón principal que empujó a PdVSA aguas abajo fue la protección [sic.] de su participación proporcional en algunos de los muy competidos [sic.] mercados en los que estaba presente" (Alcock, 1992, p. 10).

⁹¹La adición de nuevas plantas para procesar crudos ligeros también tiene un efecto positivo sobre la pendiente de la curva de demanda del mercado de ligeros: sin embargo, este efecto es mucho menos discernible que el que se produce en la curva de pesados porque la segmentación del mercado de ligeros es mucho menos marcada que la del mercado de pesados (ya que los rendimientos de los crudos ligeros en plantas de alta conversión no son mucho mejores que sus rendimientos en plantas menos complejas).

⁹²En un estudio sobre el mercado de cemento en los Estados Unidos, McBride (1983) encontró que las cementeras disfrutaban de cierto grado de monopolio especial en los mercados que suministraban (debido a que los costos de transporte son responsables de una parte importante del valor agregado del cemento entregado). Estas compañías eran reacias a descontar sus precios FOB en momentos de debilidad del mercado (ya que la competencia indiscriminada no les permitía extraer el máximo de plusvalía de sus clientes cautivos) y preferían protegerse de las recesiones económicas adquiriendo fábricas de concreto, ostensiblemente porque esto les daba la posibilidad de utilizar plenamente su capacidad instalada, sin tener que reducir sus precios. McBride descubrió sin embargo, que la integración no protegía a las cementeras porque, cuando las firmas integradas desplazaban al cemento de sus competidores, éstos respondían reduciendo sus precios (ya que los altos costos fijos de la fabricación de cemento no les permitían reducir su proceso). De hecho, McBride se topó con que los mercados locales con precios más bajos eran aquellos en los que cementeras altamente integradas coexistían con cementeras no integradas.

⁹³Como alguna vez dijera metafóricamente un funcionario petrolero venezolano: "Venezuela's problem child, heavy oil, must be adopted before more attractive offspring are considered" (WPA, ene. 27, 1992, p. 17).

⁹⁴Por ejemplo PdVSA(a); CEPET, 1989, v. 2, cap. 9; Rodríguez Eraso, 1986, v.1, pp. 59-139; Alcock, 1992, *passim*; Sosa Pietri, 1993.

ANEXO 2: COMPARACIÓN DE LAS CARTERAS DE CLIENTES CONTRACTUALES DE PdVSA Y PEMEX

A pesar de que PEMEX y PdVSA aparentemente venden una mercancía similar, sus carteras de clientes son bastante distintas. En términos de volumen, PEMEX cuenta con cuatro clientes contractuales no afiliados que levantan cuando menos 100 MBD de crudo (Chevron, Repsol, Japón y Mobil); PdVSA, en cambio, no tiene ninguno. En términos de las variaciones anuales en los levantamientos de los clientes, el contraste entre ambas compañías también es muy marcado. En los últimos cinco años, por ejemplo, los levantamientos de crudo de Mobil - el cliente venezolano más importante - han variado entre los 40 y los 100 MBD. Los levantamientos de los clientes de PEMEX son mucho más estables; de hecho, la tendencia entre la mayoría de los clientes americanos ha sido la de levantar más crudo año con año (con raras excepciones, como Marathon y Lyondell). Por otro lado, los clientes mexicanos, en general, cuentan con plantas más complejas que los clientes venezolanos. En los años de 1990, 1991, 1992 y 1993, por ejemplo, la complejidad ponderada de la cartera de clientes de PEMEX fue de, 9.15, 9.55, 9.40 y 9.34 respectivamente; las cifras comparables para los clientes de PdVSA fueron, 9.020, 7.94, 7.82 y 7.67, respectivamente. Finalmente, también hay que notar que PEMEX vende grandes volúmenes de crudo a compañías de primera línea, las cuales cuentan con un historial de crédito impecable. En cambio, la cartera de clientes de PdVSA incluye a muchas compañías (Cibro, Trifinery, Ergon, Caribbean Petroleum) cuyos *ratings* les impedirían levantar crudo mexicano a menos de que pagaran por adelantado. Además, PdVSA vende mucho menos crudo que PEMEX a *majors* como Amoco, Shell, Chevron o Mobil.

ANEXO 3: DISEÑO DE UNA FÓRMULA DE PRECIOS

En este anexo se da un ejemplo de una fórmula de precios para crudo Maya basada en tres crudos (uno nigeriano, uno iraquí y uno egipcio) seleccionados al azar. Como se puede ver, si se refinase .1925 por ciento de barril de cada uno de estos crudos, y a la mezcla de productos resultante se le agregase .4036 de combustóleo, el rendimiento de este "barril sintético" sería razonablemente similar al que se obtendría refinando un barril de crudo Maya. La única diferencia significativa en el rendimiento y calidad de los productos sería la del contenido de azufre del combustóleo. Para compensar por esta factor, la fórmula hipotética tendría que incorporar un castigo de azufre (cuyo valor - negativo - estaría dado por el precio del volumen de diluyente necesario para rebajar el combustóleo del Maya de tal forma que su contenido de azufre fuera igual al del combustóleo de la canasta).

TABLA TA3.1: Ejemplo de construcción de una fórmula hipotética de precios para crudo Maya

Producto	Rendimiento (en porcentaje)					Maya
	Suez			Combustóleo de bajo azufre	Canasta	
	Bonny Light	Kirkuk	Blend			
LPG	1.70	1.06	1.06		0.74	0.61
Gasolina premium	16.23	9.41	6.83		6.25	5.09
Gasolina regular	7.00	9.29	6.72		4.43	5.84
Nafta	4.17	7.43	5.00		3.20	4.50
Jet	7.50	10.43	7.00		4.80	0.67
Diesel	29.05	23.50	27.00		15.32	18.02
Combustóleo	31.97	35.34	42.75	40.36	61.55	61.55
Factor de ponderación	0.1925	0.1925	0.1925			
Azufre del combustóleo	0.22	2.20	2.40	1.00	1.24	4.37

Rendimientos en configuración hydroskimming en el Mediterráneo

ANEXO 4: IMPORTACIONES DE CRUDO DE LAS REFINERÍAS DE PdVSA EN EL EXTERIOR DE VENEZUELA

Ruhr Óil: Alemania no tiene una publicación equivalente al reporte mensual de importaciones del API, cosa que hace imposible saber qué proporción del crudo que Venezuela ha exportado a este país entre 1983 y 1991 ha sido absorbida por Ruhr. Por otro lado, los reportes anuales de Veba Óil no aclaran nada a este respecto, ya que solamente aclaran la procedencia de aquellos volúmenes de crudo que han sido procesados a cuenta del socio alemán de Ruhr. Pero si bien es cierto que durante este período, PdVSA ha tenido otros clientes contractuales alemanes aparte de Ruhr, los volúmenes destinados a Ruhr han constituido la mayor parte de las exportaciones venezolanas a este mercado durante estos años (alrededor del 95 por ciento). Sin embargo, las cifras de exportaciones totales de crudo venezolano a Alemania (gráfica GA4.1) o de importaciones de crudo venezolano de este mismo país (gráfica GA4.2) no pueden utilizarse como una aproximación de las importaciones de crudo venezolano de Ruhr, ya que la carencia de datos adicionales de importaciones hace imposible saber, por ejemplo, cuáles han sido las características de los crudos venezolanos que han llegado al mercado alemán durante este período, y mucho menos a cuáles crudos sustituyeron en el sistema de Ruhr. La gráfica GA4.2. Ahora bien, los datos del MEM están expresados en barriles y los de la Agencia Internacional de Energía en toneladas métricas; por lo tanto, podría pensarse que se pueden relacionar entre sí para, por ejemplo, averiguar la gravedad API de las exportaciones venezolanas a Alemania. Sin embargo, los datos publicados por estas dos entidades no son compatibles, quizás porque las cifras publicadas por AIE incluyen importaciones de condensados e insumos intermedios.

Refinería Isla: Como se puede ver en la gráfica GA4.3, las exportaciones de crudo venezolano a Curaçao, y el proceso de crudo de Refinería Isla se han mantenido bastante estables desde 1987. Sin embargo, el que hecho que Curaçao se haya mantenido en operaciones es algo que resulta de dudosa utilidad para el mercado de crudo pesado porque, por un lado, sus plantas de conversión no operan con márgenes muy atractivos a precios de mercado (justamente por eso quería Shell deshacerse de la refinería) y por el otro lado, porque los suministros venezolanos a la refinería se componen en su mayor parte de crudos relativamente ligeros (Boué, 1993, p. 163).

Nynäs: Las refinerías que componen el sistema de Nynäs tienen una importante característica en común: todas procesaban exclusivamente crudo venezolano desde mucho antes que PdVSA decidiera comprarlas (esto vale también para Briggs Oil y Eastham Refinery). En la gráfica GA4.4 se muestran las cifras de exportaciones a Suecia (disponibles hasta 1990) y Bélgica del ministerio de Energía de Venezuela y las cifras de proceso de crudo publicadas en los reportes anuales de Nynäs. En la gráfica GA4.5 se muestran las importaciones trimestrales de crudo venezolano de estos mismos países.

Citgo Lake Charles: La gráfica GA4.6 revela que los volúmenes de crudo pesado importados por la refinería de Lake Charles aumentan fuertemente a partir de 1986. Este aumento obedece en parte al desplazamiento de grandes volúmenes de crudos estadounidenses por crudos extranjeros, pero también es una consecuencia de la demanda adicional generada por nuevas plantas de alta conversión en la refinería. En vista de este segundo factor, podría pensarse que la inversión de PdVSA en Citgo generó demanda adicional para crudos pesados. Sin embargo, éste no es el caso, ya que PdVSA no tuvo nada que ver en el proceso que condujo a la construcción de las plantas en cuestión. De hecho, el plan estratégico que les dio forma data de los días en que Cities Services todavía era una compañía independiente (es decir, antes de su adquisición por parte de Occidental). Cities y Occidental erogaron 210 millones de dólares para llevar a cabo este plan (IPF, abr. 15, 1983, p. 2); por su parte, al adquirir Citgo, Southland heredó la tarea de completar estas plantas, y para conseguirlo tuvo que gastar 110 millones de dólares adicionales. Para cuando PdVSA adquirió su parte en esta refinería, las mejoras a su configuración estaban a punto de completarse.

Citgo Corpus Christi: Esta refinería procesaba casi exclusivamente crudo venezolano desde antes de que PdVSA se asociara con Union Pacific. Ahora bien, a partir de 1986 (o sea, desde antes de la firma del convenio), los volúmenes de crudo venezolano importado procesado en la refinería experimentan un notable crecimiento (gráfica GA4.7). Sin embargo, este comportamiento no obedece a un aumento en la demanda provocado por la entrada en operación de nuevas plantas de alta conversión. Más bien, es un reflejo de la sustitución directa de crudos estadounidenses por crudos venezolanos (recuérdese que las estadísticas del API sólo comprenden a los crudos de importación), y de un mayor índice de utilización en las plantas más simples de la refinería (hecho posible por los generosos precios con que PdVSA factura a sus subsidiarias en el exterior).

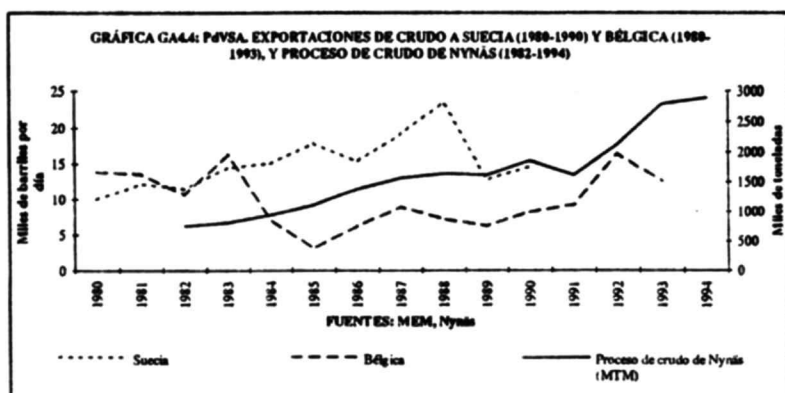
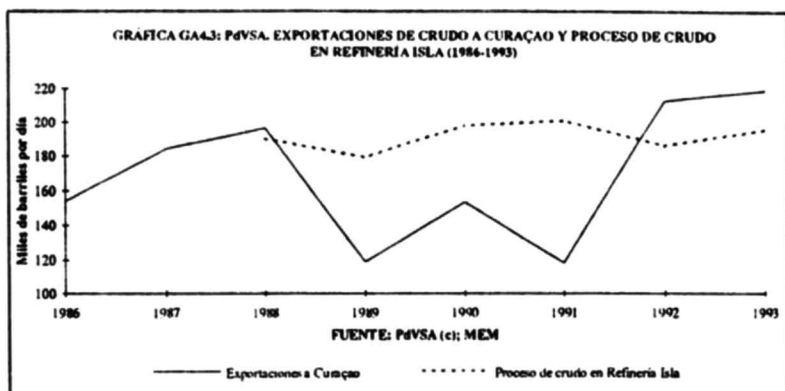
Uno-Ven: La refinería de Lemont, debido a su localización geográfica, hasta 1989 procesó solamente crudos medianos provenientes de Alberta y volúmenes relativamente pequeños de crudos domésticos estadounidenses. Como muestra la gráfica GA4.8, a partir de ese año, las importaciones de crudo venezolano comienzan a desplazar al crudo canadiense (incluso desde antes de que se firme el convenio de asociación) y acaban por relegarlo a un papel muy secundario dentro del esquema de suministro de la refinería. Uno-Ven, en pocas palabras, tampoco ha creado ninguna demanda adicional de crudo pesado (el ligero aumento en la magnitud de las corridas totales a partir del momento en que se firma el convenio también puede haber sido ocasionado por una mayor utilización de las plantas primarias). De hecho, dado que la gravedad API promedio del crudo venezolano importado por Uno-Ven entre 1989 y 1993 (casi 30° API) es bastante mayor a la del crudo canadiense que solía procesar la refinería (26° API), se podría argumentar que el convenio de PdVSA con Unocal, paradójicamente, ha *reducido* la demanda de crudos pesados en la meseta central de Estados Unidos.

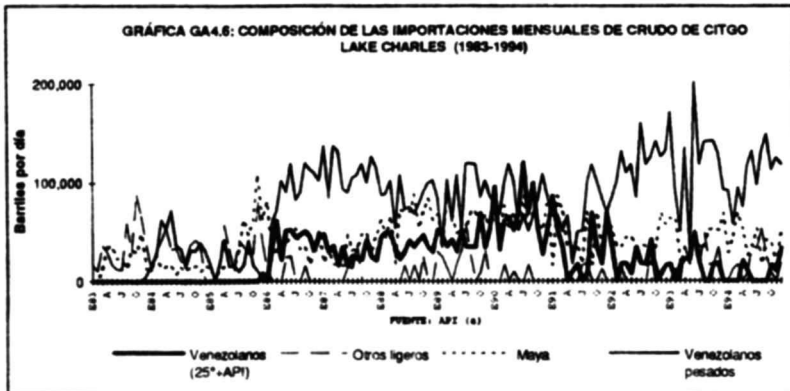
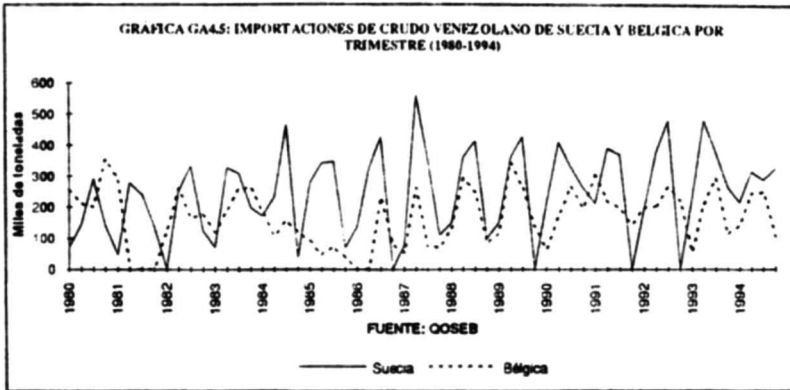
Citgo Asphalt: El crudo procesado en las refinerías de Paulsboro, Savannah era de procedencia casi exclusivamente venezolana desde antes de su adquisición por PdVSA, como muestran las gráficas GA4.9 y GA4.10. Ninguna de estas dos refinerías procesaba crudo estadounidense, y su absorción por parte de Citgo no ha causado grandes aumentos en sus corridas de refinación. Por otro lado, desde 1992, la refinería de St. Rose ha operado muy irregularmente: en 1994, por ejemplo, estuvo cerrada todo el año. Esto se debe a que sus márgenes son muy pobres, debido a que fue diseñada para procesar crudos pesados, pero de muy bajo contenido de azufre. Hasta su adquisición por parte de Citgo, esta refinería nunca había procesado crudo venezolano (gráfica GA4.11).

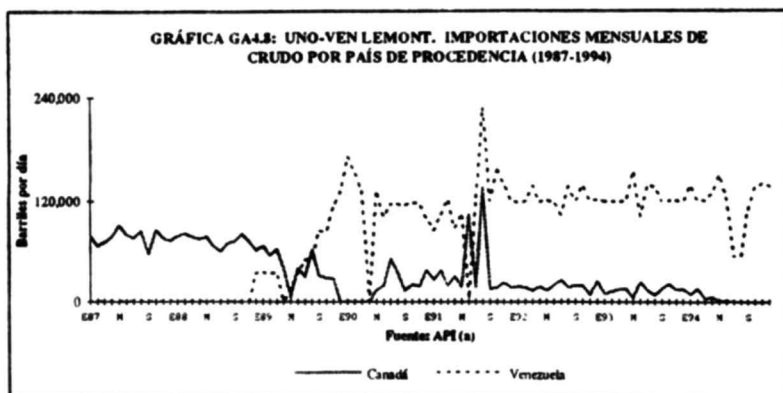
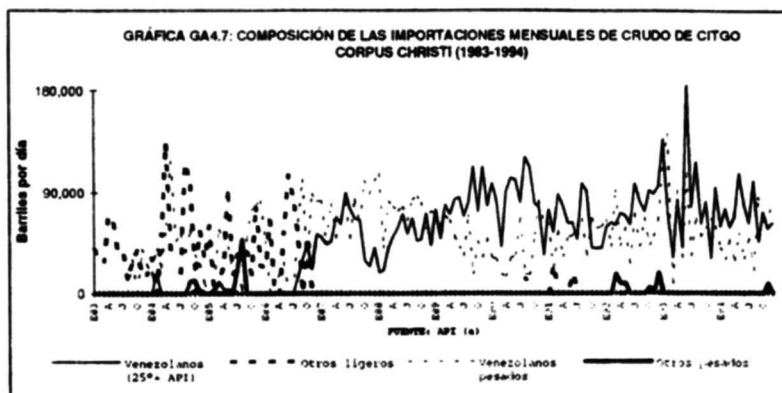
Lyondell-Citgo: La gráfica GA4.12 ilustra otro claro caso de desplazamiento en acción. Como se puede apreciar, las importaciones de Maya y Árabe pesado de la refinería de Houston comenzaron a caer dramáticamente incluso desde antes que Citgo y Lyondell hicieran oficial su asociación. Nuevamente, el hecho de que las corridas con crudos venezolanos sean ligeramente mayores a las que se hacían con la combinación Maya-Árabe pesado debe ser visto como una consecuencia de un uso más intensivo de las plantas primarias de la refinería y del desplazamiento de crudos domésticos. La alianza Lyondell-Citgo, sin embargo, es notable porque contempla la construcción de una gran planta de coquización, cosa que la hace la primera instancia en que PdVSA ha buscado deliberadamente incrementar la demanda agregada de crudo pesado.

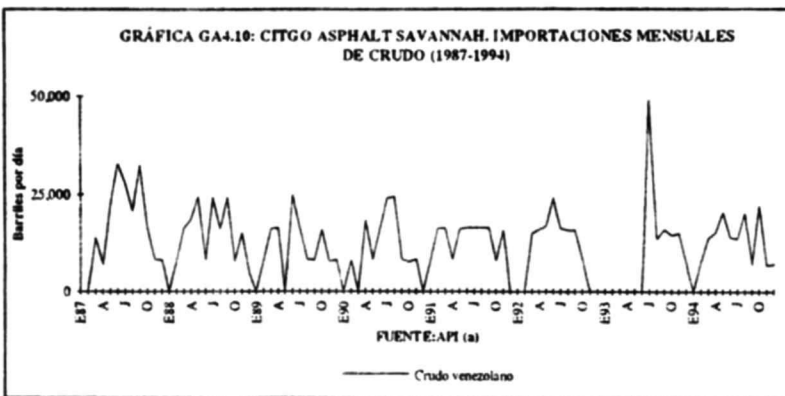
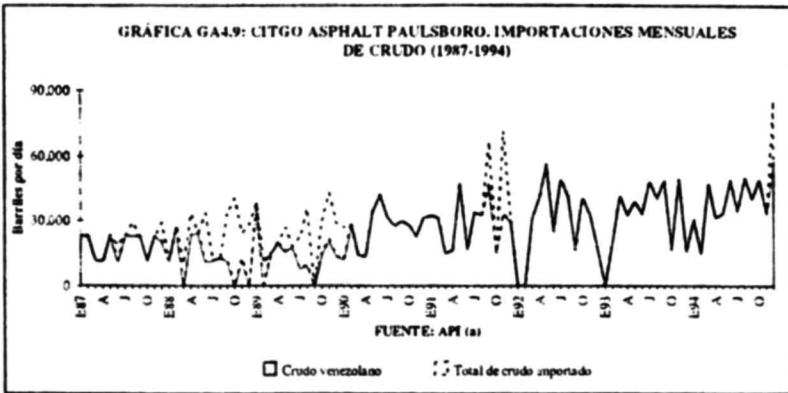
Briggs Oil, Eastham Refinery: Las importaciones de Briggs Oil y Eastham Refinery para los años anteriores a 1992 no se pueden estimar con ninguna pretensión de exactitud, ya que estas refinerías no eran los únicos clientes de PdVSA en el Reino Unido y, por lo tanto, no hay manera de segregar sus importaciones de las del resto de los refinadores británicos que también procesaban crudo venezolano. A partir de 1992, las importaciones de este par de refinerías se pueden estimar restando las cifras de importaciones de crudo venezolano de Suecia y Bélgica a la cifra de proceso de crudo de Nynäs. Las cifras para los años 1992, 1993 y 1994 son (respectivamente): 192, 780 y 1, 1020 miles de toneladas métricas.

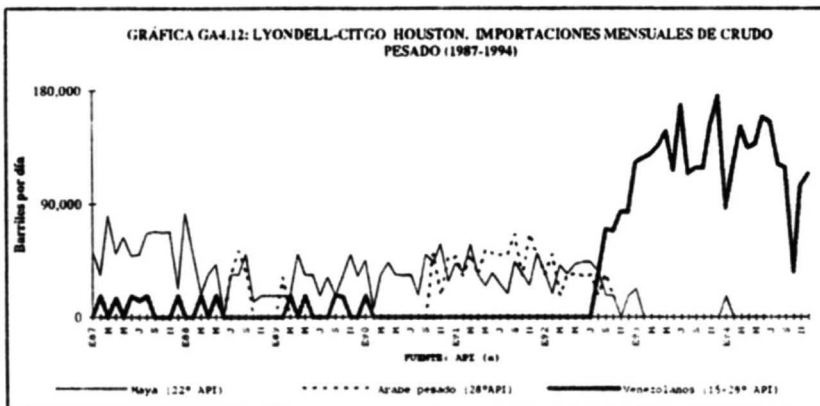
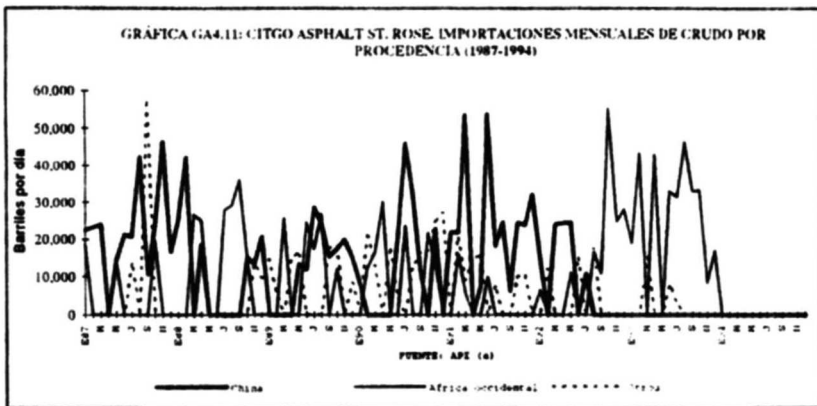












4 LOS ARGUMENTOS PRO-INTEGRACIÓN DE PdVSA

Según los apologistas de la internacionalización, este programa tiene un carácter fundamentalmente defensivo, ya que ha sido diseñado e instrumentado con el objetivo específico de impedir que las condiciones adversas a los intereses de los países productores que supuestamente privan en el mercado petrolero internacional se traduzcan en pérdidas económicas para Venezuela.¹ Pero, extrañamente, algunos aspectos clave de la política comercial de PdVSA - la estructura y funcionamiento de sus contratos de suministro y fórmulas de precios, digamos - parecerían indicar que los problemas de *moral hazard* endémicos al mercado de crudos pesados no han quitado demasiadas horas de sueño a los funcionarios petroleros venezolanos, con todo y que este tipo de crudo constituye la mayoría de las reservas venezolanas. En vista de lo anterior, resulta pertinente preguntarse contra qué cosa o cosas piensan estos funcionarios que PdVSA se está protegiendo mediante sus adquisiciones de activos de refinación en el extranjero.

A primera impresión, responder a esta interrogante parecería no exigir más que una revisión somera de las muchas exposiciones de motivos de la internacionalización. Desafortunadamente, un escrutinio así no basta para identificar claramente las razones esgrimidas para justificar la internacionalización, ya que los pronunciamientos de los funcionarios petroleros venezolanos a este respecto son notables por obtusos.² Sin embargo, si se desbrozan de los diversos argumentos pro-internacionalización contenidos en fuentes de primera mano (en particular CEPET, 1989; PdVSA (a), 1976-1994) se puede comprobar que, en los círculos petroleros venezolanos, la integración vertical ha sido considerada un requisito *indispensable* para que una empresa petrolera se haga de una posición competitiva segura, *independientemente de cuál sea la liquidez y la transparencia de los mercados en los que le haya tocado por suerte competir*. Este razonamiento se deriva de dos supuestos que los petroleros venezolanos sostienen vehementemente (por razones que, desafortunadamente, nunca han explicado): en primer lugar, que la vulnerabilidad de una compañía petrolera depende de su capacidad para maximizar ingresos, y no de las características estructurales del mercado en que se desenvuelve; en segundo lugar, que sólo las empresas integradas pueden aspirar a la maximización de sus ingresos.³ A partir de estas dos ideas complementarias, los funcionarios de PdVSA parecen haber derivado el siguiente silogismo:

- a) Una empresa puede tener éxito en el mercado petrolero si y sólo si está en posición de maximizar sus ingresos.
- b) Solamente las empresas integradas pueden maximizar sus ingresos.
- c) El bienestar de Venezuela depende del éxito que PdVSA tenga en el mercado; *ergo* PdVSA debe intentar maximizar sus ingresos; *ergo* debe integrarse verticalmente.

Este silogismo ha sido el principal pilar del programa de internacionalización. Esto es problemático, ya que el razonamiento contradice los principios fundamentales de la economía de los costos de transacción, amén de que relega a un segundo plano lo que de manera casi universal se considera como el fundamento central de la microeconomía: a saber, que las firmas siempre intentan maximizar sus *utilidades*, no sus ingresos.⁴ Ahora bien, aunque a primera vista este par de detalles parecerían suficientes como para desechar sumariamente la idea de que el programa de internacionalización está investido de algún tipo de racionalidad económica, conviene asumir que si hay una explicación económica sensata detrás de la internacionalización y también que los argumentos que los propios petroleros venezolanos han esgrimido para defender su expansión en el extranjero son un buen sitio para buscarla.⁵ ¿Por qué? Pues porque, de no proceder así, nos veremos forzados a llegar a una conclusión que es tan estéril como es falsa: que la internacionalización es un sinsentido colosal, producto de la incompetencia de varias generaciones de funcionarios venezolanos. Por lo tanto, en este capítulo se procederá a hacer un análisis crítico de las vertientes por las cuales se han encauzado los argumentos de PdVSA en pro de la integración vertical internacional. Dos son las conclusiones principales del capítulo. La primera es que, en efecto, el programa de internacionalización no hace sentido alguno desde una perspectiva económica. La segunda es que es posible encontrar *the method to this madness*, siempre y cuando se considere al programa de internacionalización en el contexto de lo que han sido las relaciones políticas entre PdVSA y el gobierno central de Venezuela a partir de principios de la década de los años ochenta.

4.1 Reducción de la volatilidad de los ingresos petroleros.

El comportamiento de los precios del crudo a partir del primer *shock* petrolero se ha caracterizado por su enorme volatilidad. Los vaivenes en el precio de este energético han afectado fuertemente los ingresos por concepto de exportaciones de crudo de los grandes países petroleros del mundo.⁶ Esto ha sido motivo de gran desasosiego para los gobiernos de estos países, y por lo tanto, puede verse como la causa directa del interés que han mostrado algunas de las compañías petroleras paraestatales en la posibilidad de utilizar la integración vertical como un medio para mitigar tanto los impactos reales de los vaivenes en el precio del crudo como los efectos perversos que pueden desprenderse de la mera existencia de expectativas societales de inestabilidad en los ingresos por concepto de exportaciones de hidrocarburos de un país cuya economía está "petrolizada" en alto grado.⁷

La idea de que la integración vertical puede funcionar como un "seguro anti-volatilidad" se fundamenta en la intuición de que los cambios en el precio del crudo tienden a provocar cambios de similar magnitud, pero signo contrario, en los márgenes de refinación y distribución de las empresas (ya que el precio del crudo es la variable de mayor peso entre las que determinan el costo unitario de los insumos de una refinería y, consecuentemente, el precio de sus productos para distribuidores y comercializadores).⁸ Este comportamiento relativamente

simétrico⁹ del precio del crudo y de los márgenes de refinación ha llevado a muchos analistas a concluir que la variación de un período a otro en los ingresos de una compañía petrolera cualquiera disminuirá entre mayor sea su índice de integración (es decir que los ingresos de una compañía integrada tenderán a ser más estables que los ingresos de una compañía no integrada). Autores como McLean y Haigh (1954) han visto en esta estabilidad de ingresos a una portadora de importantes ventajas competitivas. Según ellos, su principal beneficio radica en que reduce la incertidumbre de corto y mediano plazo que caracteriza el entorno competitivo del mercado petrolero. Esta reducción permite que los cuadros gerenciales de las empresas integradas asuman una posición algo más desahogada al llevar a cabo ciertas tareas - como la planeación estratégica, o las labores de investigación y desarrollo de nuevos productos - que exigen una visión de largo plazo que no esté empañada por consideraciones de índole "inmediatista" (es decir, derivadas de las fluctuaciones diarias del mercado).

Ahora bien, la industria petrolera es considerada - por antonomasia - como una industria donde la visión de muy largo plazo es la que predomina en todo momento (Frankel, 1946). En vista de ello, parecería muy lógico asumir que la idea de aumentar el índice de integración con propósitos de estabilización ha gozado de considerable aceptación en los círculos de toma de decisiones de las grandes empresas petroleras. Esta apreciación, sin embargo, sería incorrecta, porque la verdad es que las compañías petroleras importantes nunca han tomado muy en serio los "argumentos estabilizadores" (ni siquiera durante el período álgido de la integración vertical).¹⁰ Esta actitud escéptica de parte de las compañías hacia las bondades estabilizadoras de la integración es bastante comprensible. En parte, se deriva del hecho de que los dirigentes de todas estas empresas están conscientes de las repercusiones negativas que pueden tener sus esfuerzos de integración sobre el valor del patrimonio de sus accionistas, y no desean darles a éstos ningún pretexto para que tomen medidas punitivas en su contra.¹¹ Hoy, como nunca antes, las empresas petroleras se cuidan mucho de emplear de manera improductiva su capital¹² y esto hace que desechen estrategias como la estabilización de ingresos (la cual no está pensada para producir grandes retornos¹³). Otro problema serio que aqueja a los argumentos estabilizadores es que sus defensores han asumido que la estabilización de ingresos tiene efectos direccionalmente similares sobre las utilidades de todas las compañías integradas y que, para cada empresa en particular, la magnitud de esos efectos depende tan sólo de su índice de integración. McLean y Haigh, por ejemplo, llegaron a afirmar que, en el período que abarcó su estudio, "la integración vertical bien pudo haber tenido el mismo significado como medio para estabilizar las *utilidades netas* de una compañía [cualquiera] que el que tuvo como medio para estabilizar los márgenes brutos" (1954, p. 143; cursivas JCB). Pero esto equivale a decir que las utilidades de las distintas actividades de las empresas petroleras se derivan ante todo del comportamiento de variables exógenas como el precio de mercado del crudo y los márgenes de refinación en la "refinería representativa", y a olvidar que las utilidades que cada actividad de la cadena petrolera produce para cada compañía también dependen, en

buen grado, de variables endógenas (que van desde la configuración particular de su sistema de refinación hasta el tipo de contratos que tiene tanto con sus proveedores de insumos como con sus distribuidores, pasando por la localización geográfica de sus instalaciones e inclusive por la calidad de sus cuadros gerenciales). Por ejemplo, de acuerdo a la visión abstracta de McLean y Haigh, las ganancias de una compañía no integrada de refinación aumentarán substancialmente en los momentos en que el precio del crudo sea relativamente bajo; sin embargo, como bien recordará el lector, las enormes pérdidas que registró Citgo durante el primer trimestre de 1986 (las cuales forzaron a Southland a buscar el auxilio de PdVSA) se produjeron en un momento en que el precio internacional del crudo había descendido a niveles catastróficos.¹⁴ El caso de Champlin es muy parecido: esta compañía también se estaba ahogando en un mar de tinta roja en un momento en que el nivel general de precios en el mercado petrolero era sumamente bajo.

Las supuestas bondades estabilizadoras de la integración se han visto aún más desacreditadas a raíz del surgimiento y expansión de diversos mercados para derivados - futuros, opciones, *swaps*, etc. - del petróleo. Estos instrumentos financieros se han revelado como un medio excelente para que cualquier empresa petrolera se proteja contra el espectro de una crisis de liquidez provocada por fluctuaciones del mercado, a una fracción de los costos asociados a adquirir una o varias refinerías, y con una flexibilidad mucho mayor.

La teoría de la función estabilizadora de la integración claramente hace agua por todos lados. Esto no ha molestado gran cosa a los cuadros directivos de PdVSA, los cuales siempre han mencionado a la estabilización de los ingresos petroleros de Venezuela como una de las principales razones que han dado impulso al programa de internacionalización:

el vaivén natural del mercado oscila entre una posición de fuerza para los vendedores de crudo hasta la otra [*sic.*], donde los compradores tienen la supremacía. La integración vertical garantiza que al controlar todos los segmentos de la industria se podrá mantener el volumen y que los ingresos se maximizarán, bien sea que provengan del segmento de producción, o de los segmentos de refinación o de ventas al detal, según lo dicten las condiciones relativas del mercado en un momento dado (CEPET, 1989, v. II, p. 175).

Pero no obstante este pasaje, en la práctica resulta obvio que PdVSA no ha hecho del objetivo de estabilizar los ingresos del gobierno venezolano una de sus prioridades. La manera más fácil de comprobarlo es analizando el patrón de comportamiento de los pagos de dividendos de las subsidiarias de refinación de PdVSA; después de todo, si el compromiso de PdVSA con el objetivo de estabilización de ingresos fuese genuino, cabría esperar que estos pagos aumentasen en años en los que el precio del crudo fuera bajo (ya que de no ser así, los flujos de efectivo generados por estas subsidiarias no podrían compensar - ni siquiera de manera imperfecta - las reducciones de los ingresos petroleros del gobierno venezolano¹⁵). Ahora bien, la práctica contable de PdVSA hace imposible conocer las variaciones en las remesas provenientes de sus subsidiarias extranjeras de refinación (porque en el agregado no se hacen distinciones entre los dividendos de las distintas filiales). Afortunadamente, los detallados informes anuales que

publica Citgo incluyen datos precisos sobre sus pagos de dividendos a su matriz. Por lo tanto, con base en estos informes, se puede inferir el comportamiento general de todas las subsidiarias extranjeras de refinación de PdVSA (aunque se tenga que asumir, desde luego, que el caso de Citgo es representativo¹⁶).

La tabla T4.1.1 consigna las variaciones que han sufrido en años recientes tanto los dividendos como la capitalización social y los ingresos retenidos de Citgo. Como se puede apreciar, el influjo que han tenido los cambios en el precio del crudo sobre el comportamiento de estas tres variables ha sido nulo. De hecho, el patrón de evolución de los dividendos de Citgo a partir de 1990 ha sido perverso, ya que éstos se han contraído dramáticamente (tanto en términos absolutos como en relación a la capitalización total de la empresa¹⁷) a pesar de que el precio del crudo a partir de 1991 ha sido relativamente bajo y de que durante este intervalo Citgo absorbió los activos de otras dos empresas (Champlin y Seaview) que solían pagar dividendos a PdVSA por cuenta propia. Es más, las cifras de capital social de Citgo indican que, en algunos años, PdVSA ha invertido considerables sumas de dinero *adicionales* a la de por sí significativa aportación que representan sus ingresos retenidos.¹⁸ Estos factores nos llevan a concluir que la contribución de Citgo (y por analogía, de las demás subsidiarias extranjeras de refinación de PdVSA) a la estabilidad de los ingresos petroleros del gobierno venezolano desde 1983 ha sido nula.¹⁹

TABLA T4.1.1: Citgo. Comportamiento de variables financieras selectas (1986-1994)

	<i>Dividendos a PdVSA (MUSD)</i>	<i>Ingresos retenidos (MUSD)</i>	<i>Capital social (MUSD)</i>	<i>Precio FOB del crudo venezolano para destinos en EU (USD/B)</i>
1986	0	43.578	339.126	10.92
1987	12.500	85.725	424.851	15.08
1988	40.000	85.635	510.486	12.96
1989	40.000	81.013	591.499	16.09
1990	0	175.755	600.528	19.55
1991	25.725	117.355	991.658	14.91
1992	25.194	7.981	1.003.905	14.39
1993	28.483	133.652	1.349.557	12.46
1994	0	184.685	1.576.783	12.20

Fuentes: Citgo; MER.

En resumidas cuentas, en este apartado se ha demostrado que los beneficios de los efectos estabilizadores de la integración vertical son más bien elusivos, en parte porque la integración de una compañía puede traer aparejados sustanciales costos de oportunidad, en parte también porque la estabilidad en los ingresos de una compañía no necesariamente se traducirá en una estabilidad similar en sus ganancias, y finalmente porque los costos directos que supone el uso de la integración vertical como mecanismo para suavizar las variaciones en los flujos financieros de una empresa se antojan excesivos cuando se les compara con los costos

asociados a métodos más sencillos de administración de riesgos (como el uso de los mercados de futuros, opciones y derivados). También se ha visto que, en el caso específico de la internacionalización, estas consideraciones negativas son irrelevantes porque, ante la ausencia de cualquier indicio de que las remesas provenientes de las subsidiarias extranjeras de refinación de PdVSA hayan aumentado de manera proporcional a las reducciones en ingresos que PdVSA y el gobierno venezolano han tenido que soportar cuando las condiciones en el mercado petrolero han sido desfavorables, se tiene que concluir que el programa no ha sido utilizado para estabilizar ni las ganancias de PdVSA ni los ingresos petroleros del gobierno.

Conviene apuntar, sin embargo, que la internacionalización no ha carecido por completo de una dimensión de estabilización; después de todo, como demuestra la tabla T4.1.1, el programa ha contribuido de manera por demás efectiva a apuntalar los ingresos de las subsidiarias extranjeras de PdVSA en momentos difíciles. Es más, los beneficios que estas compañías derivan de su asociación con PdVSA son tan enormes²⁰ que parecería excusable calificar a la internacionalización como un programa cuya meta principal ha sido subsidiar las operaciones de sus subsidiarias (valga la redundancia) extranjeras. Lo cual nos lleva directamente al siguiente apartado . . .

4.2 La seguridad de colocación del crudo venezolano.

En casi todas las páginas que la prensa petrolera especializada ha consagrado al análisis del programa de internacionalización a partir de 1983, se pueden encontrar enunciados como los siguientes: "la adición de tal o cual refinería a su sistema extranjero de refinación permitirá a PdVSA asegurar un destino para *x* cientos de miles de barriles diarios de crudo pesado de difícil colocación" o bien, "PdVSA se encuentra ahora en posición de colocar en refinerías de su propiedad y por ciento de la producción venezolana de crudo". La ubicuidad de afirmaciones de este corte es tan marcada que se debe concluir que los analistas petroleros han concedido a la búsqueda de seguridad en la colocación de crudo el sitio de privilegio en el entramado de razones mediante las cuales los funcionarios de PdVSA han justificado a la internacionalización. Esto es comprensible, dado que los venezolanos mismos han declarado enfáticamente que "en una situación de sobreoferta petrolera mundial, como la actual, el principal riesgo que debe afrontarse es el de perder los mercados y, precisamente, la internacionalización persigue el objetivo básico inmediato [*sic.*] de resolver este problema prioritariamente [*sic.*]"(CEPET, 1989, v. II, p. 161; cursivas JCB).²¹

Estrictamente hablando, la idea de que la propiedad de un sistema de refinación en el extranjero asegura a un productor un destino para cierto volumen de crudo es irrefutable; después de todo, cualquier productor integrado tiene la posibilidad de rehusarse a procesar todo crudo que no sea el suyo. Podría pensarse que, por este sólo hecho, la opción de adquirir refinerías en el extranjero sería muy atractiva para los países exportadores de crudo (ya que hay pocas cosas que desagraden más a los gobiernos de estos países que verse forzados a recortar sus exportaciones de crudo). Pero esta conclusión peca prematura, ya que la adquisición no es

la única forma en que una compañía puede hacerse de los derechos residuales de control que alguno de sus clientes o proveedores tenga sobre ciertos activos²²; al contrario, como se ha visto, existe una gran gama de prácticas contractuales (conocidas como restricciones verticales) cuyo efecto también es "hacer menos nítida la línea que separa a las empresas del mercado" (Klein, Crawford y Alchian, 1978, p. 326).²³ Ahora bien, la adquisición parecería tener una ventaja clara respecto a este tipo de restricciones: a saber, que puede derribar *por completo* las barreras que separan a la empresa del mercado. Sin embargo, los costos que supone la adquisición de activos son mucho más grandes que los asociados con un arreglo contractual como un *netback* o un acuerdo de maquila. En vista de esto, antes de recomendar que los gobiernos de otros países exportadores - dada su marcada aversión hacia el riesgo - instrumenten estrategias de integración vertical a imitación de la internacionalización, sería prudente cerciorarse de que ésta es la alternativa más sensata (léase *cost-effective*) para que éstos reduzcan la inseguridad volumétrica de sus exportaciones.

Un punto de partida útil para abordar el problema del precio que un país exportador de petróleo debe estar dispuesto a pagar por concepto de seguridad volumétrica es un modelo elaborado por Green,²⁴ en el cual la decisión de integración de una firma obedece a su deseo de asegurar el suministro de un insumo o garantizar una salida para sus productos. Este modelo se fundamenta en el supuesto de fuertes rigideces de precio en los mercados de bienes intermedios, las cuales ocasionan que la producción del bien sea a veces insuficiente y otras veces excesiva, pero siempre muy distinta a la que llevaría al mercado al equilibrio. De esta forma, el mercado vive bajo un régimen de racionamiento constante (a veces del lado de la oferta, y otras veces del lado de la demanda). Ahora bien, este racionamiento - y este es otro supuesto crucial de Green - "se presenta en la modalidad de todo o nada para las empresas individuales, con el porcentaje de firmas que sentirán sus efectos (productores de insumos en situaciones de exceso de oferta o consumidores de insumos en situaciones de exceso de demanda) variando [*sic.*] de acuerdo a las fluctuaciones [en un factor exógeno:] la demanda adicional" (Blair y Kaserman, 1983, p. 85). El efecto que esto tiene sobre los participantes del mercado es considerable: "[las firmas no sujetas a racionamiento enfrentan] un precio constante (exógeno) . . . [mientras que] las firmas que si son sujetas al racionamiento . . . enfrentan un precio efectivo de 0 ó infinito dependiendo de si son vendedores o compradores [respectivamente] en el mercado [de bienes intermedios]" (*ibid.*, p. 86). La conclusión que Green deriva de todo esto es lógica: "dado que las firmas integradas pueden transferir los productos de sus divisiones *upstream* directamente a la siguiente etapa sin correr el riesgo de ser sujetas a racionamiento, la posibilidad de brincar por encima de un mercado imperfecto es un incentivo para la integración" (*ibid.*). Ahora bien, si se examina el caso de los países exportadores de petróleo a la luz del modelo de Green, es enteramente razonable pensar que el incentivo para integrarse es aún más fuerte para ellos, por tres razones:

- a) Los costos asociados al cierre - aunque sea temporal - de pozos productores son muy altos en términos monetarios, pero también en términos técnicos (un cierre puede conducir a la pérdida irreversible de presión en un manto, por ejemplo).
- b) El tamaño de las reservas de crudo de estos países hace que, para ellos, el valor presente neto de un barril de crudo no producido hoy sea cercano a cero (aún cuando para calcularlo se utilice una tasa de descuento relativamente modesta, apenas superior a la tasa interna de retorno de un activo sin riesgo). Esto se debe a que el valor del barril sacrificado es igual al valor presente de un barril producido en el último día de vida de las reservas del país.²⁵
- c) En general, el grado de dependencia de estos países hacia sus exportaciones petroleras es muy grande (o sea que su economía no petrolera es muy pequeña). Esta falta de diversificación los hace particularmente vulnerables a distorsiones en el mercado petrolero, lo cual aumenta su aversión al riesgo (Adelman, 1986). Por lo mismo, la tasa de descuento que estos países aplican a los barriles cuya producción se difiere excede por un margen considerable a la tasa interna de retorno de un activo sin riesgo (*ibid.*, p. 327).

Tres conclusiones se derivan de aceptar que el modelo de Green describe adecuadamente al mercado petrolero. La primera es que la integración es inevitable y que, por lo tanto, todo país exportador de petróleo mínimamente racional debería intentar proteger cuando menos una parte de sus volúmenes de crudo mediante un programa de integración vertical. La segunda es que los países petroleros deberían concentrar sus inversiones en aquellos mercados a donde se dirige la mayoría de sus exportaciones. La tercera es que, dado que la integración es inevitable, la única forma en que se puede evaluar la eficiencia (o sea, costo-efectividad) de un programa de esta naturaleza es mediante un análisis comparativo de las transacciones en activos de refinación: los programas más eficientes serán aquellos que hayan negociado - *ceteris paribus* - los precios más atractivos.²⁶

Cuando se analiza al programa de internacionalización bajo esta lente, se observa que los precios que PdVSA ha pagado por sus refineras de alta conversión en Estados Unidos son bastante razonables. Lo mismo se puede decir de las refineras que forman parte de Ruhr y de la mayoría de sus plantas de asfalto (aunque los precios que PdVSA ha pagado por algunas asfaltadoras - en particular las de Eastham y Dundee - se antojan excesivos²⁷). El veredicto acerca de la internacionalización, entonces, parecería ser bastante favorable: en vista del daño potencial que causaría a un país como Venezuela la exclusión - aunque fuera temporal - del mercado petrolero, los más de tres mil millones de dólares que ha costado el programa hasta la fecha aparecen como una buena inversión.²⁸

La validez de un juicio como éste, sin embargo, depende de que los supuestos del modelo de Green - la naturaleza extrema del racionamiento, y la imposibilidad las firmas de incidir de alguna manera (mediante la firma de un contrato de largo plazo, por ejemplo) sobre la probabilidad de ser víctimas del racionamiento en un futuro - sean aplicables al mercado petrolero. Ahora bien, los resultados teóricos que se derivan del modelo de Green²⁹ concuerdan bien con la situación que caracterizó al mercado petrolero durante la década de los años cincuenta³⁰, y no parecen tener ninguna relevancia en términos de la situación de mercado de la actualidad (la cual se distingue, como ya se ha visto, por el hecho de que hasta las grandes multinacionales "integradas" tratan de comportarse como no estuvieran). Y es que, como

afirman Ait-Laoussine y Wood-Collins, "hay amplias evidencias de que . . . los productores que carecen de un sistema de refinación no enfrentan ningún problema particularmente serio para disponer de sus volúmenes", y que "la posibilidad de que un productor cumpla con sus metas de exportación depende más de su política de precios que de su grado de integración" (1988, p. 3).³¹ Esto quiere decir, en pocas palabras, que la seguridad volumétrica de un productor no integrado dependerá antes que nada de su flexibilidad para descontar el precio de su crudo (porque un productor que *siempre* esté dispuesto a ofrecer un precio menor al del mejor de sus competidores *siempre* venderá *toda* su producción).

No es posible sostener, entonces, que la *única* forma que tiene un productor de crudo de proteger su parte proporcional del mercado petrolero necesariamente involucra la propiedad de activos *downstream*. En vista de los altos costos que supone la adquisición de una refinería, por un lado, y de que el único costo que acarrea un descuento al productor que lo concede es el monto del descuento en sí, por el otro, se puede pensar que la integración vertical representará una estrategia comercial atractiva para un productor siempre y cuando la propiedad de activos *downstream* exima a este último de la necesidad de conceder descuentos para poder mover su volumen. Ahora bien, hay quien opina que la integración es un medio a través del cual los productores pueden evitar las guerras de precios, pero sin tener que reducir su producción (*pase* el siguiente pasaje procedente del *Platt's Oilgram News*): "*by finding a guaranteed home for a percentage of their production . . . [OPEC] countries can short circuit the vicious circle of discounting price to seek more market share for their crude, which in an oversupplied market robs share from everybody else, which in turn leads him to leapfrog the first discounter*" (jun. 22, 1988, p. 1).³² Pero esta posición es insostenible, por la sencilla razón de que el hecho de estar integrada no aísla a una empresa del mercado. Como ha demostrado Allen (1971), una empresa integrada racional debe establecer su precios de transferencia de acuerdo al precio de mercado de sus distintos insumos (o sea que la empresa participará en el mercado - ya sea como compradora o vendedora - siempre que el precio de mercado esté en un lugar distinto a aquél donde sus curvas internas de oferta y demanda se intersectan) ya que, de no actuar así, la empresa incurrirá considerables costos de oportunidad.³³ De aquí que se pueda concluir sin más que "un productor integrado, aunque procese su propio crudo a través de propio sistema de refinación a la larga tiene que enfrentar la misma alternativa que un competidor no integrado, en caso de que haya un exceso de crudo en el mercado: recortar su volumen o recortar sus precios" (Boué, 1993, p. 166).

Queda claro que en el cometido de asegurar que un productor coloque todos sus volúmenes disponibles de crudo, la integración vertical no le puede hacer sombra a una política comercial basada en descuentos, por que la segunda es mucho más *cost-effective*.³⁴ El argumento de Alcock (1992, p. 10) de que la compra de refinerías es algo bueno porque conduce a un mejor desempeño comercial de parte las grandes paraestatales (porque les permite conocer a fondo los recovecos de esta compleja industria) es muy endeble³⁵: ninguna compañía

privada del mundo se atrevería a justificar ante sus accionistas la erogación de 3.000 millones de dólares aduciendo propósitos didácticos. En ese sentido, sin embargo, hay quien ha dicho que, "para las compañías petroleras paraestatales . . . [de ciertos] grandes países productores, la cuestión de la integración va más allá de lo económico e incluye aspectos de seguridad nacional [debido a su enorme dependencia hacia los ingresos petroleros]", y que, por lo mismo, los programas de integración de estas compañías "pueden estar apropiadamente exentos de la evaluación estrictamente financiera aplicada a las compañías petroleras privadas" (Mlotok, 1994, p. D3). Este tipo de razonamiento se puede usar para excusar al programa de integración más irracional. Sin embargo, siempre y cuando se acepte la idea de que no hay que ignorar *por completo* los criterios de racionalidad económica, "porque, de lo contrario, la integración en el nombre de la seguridad nacional simplemente se transforma en un ineficiente y caro subsidio gubernamental" (*ibid.*), el programa venezolano de internacionalización no hace ningún sentido económico. Y para comprobarlo basta con echar un vistazo a la manera en que PdVSA valora los cargamentos de crudo que levantan sus subsidiarias extranjeras.

Por razones obvias de confidencialidad comercial, resulta imposible para el analista descubrir cuáles son las provisiones específicas de cada uno de los contratos de suministro a largo plazo que PdVSA mantiene con sus filiales en el extranjero. Sin embargo, en los reportes anuales que PdVSA está a obligada a entregar al *Securities Exchange Commission* en su calidad de emisor de bonos cotizados en la bolsa de Nueva York (PdVSA (b)), la compañía venezolana ha revelado que estos contratos están estructurados en torno a fórmulas de precios basadas en el valor de mercado de la variedad de productos refinados que se supone producirá cada crudo en condiciones típicas en cada refinería (p. 12). A este valor se le restan los costos de refinación negociados entre las partes, los costos reales de transporte, los pagos por concepto de impuestos y tarifas de importación, y un margen fijo cuyo monto depende del crudo de que se trate, y cuyo propósito es "asegurar la rentabilidad de las operaciones de las refinerías" (*IPF*, may. 29 1987, p. 6). Este tipo de mecanismo contractual es conocido en el mercado petrolero como *market related pricing*. Este nombre suena absurdo ya que, en la actualidad, no hay crudo o producto cuyo precio no se derive ya sea del mercado *spot* o de los mercados de papel; la realidad es que *market related prices* es un eufemismo que se usa para referirse a precios que son bastante inferiores a los del mercado:

en 1987, Tamoil [subsidiaria italiana de la paraestatal petrolera libia] fue el único refinador grande en Italia que tuvo utilidades: ninguno de los refinadores convencionales [*sic.*] fue capaz de generar números negros en un mercado en que los precios se controlan mediante un promedio de los precios en cinco otros países europeos. La razón [detrás de esto] es sencilla: . . . más del 80 por ciento del crudo que refina Tamoil . . . viene de Libia y, aunque el reporte [anual de la compañía] no lo diga, los libios deben haber facturado a Tamoil con base en *market related prices* (*The Barrel*, may. 30, 1988, p. 1).

Pero, ¿caso es relevante el *market related pricing* de PdVSA para la evaluación del programa de internacionalización de la compañía? La respuesta a esta interrogante es afirmativa, ya que este mecanismo de valoración incrementa notablemente el considerable costo del programa y, por lo tanto, disminuye aún más su costo-efectividad. Como bien dicen Ait-Laoussine y Wood-Collins, el costo real de integrarse no es nada más el precio que se tiene que pagar por una planta. Si, por poner ejemplo, se requieren inversiones adicionales para mejorar los activos, estas inversiones deben de ser considerados como parte del costo (1988, p. 3), ya que estas inversiones reducirán el flujo de efectivo que generará el activo en el futuro. Por la misma razón, el valor presente neto de los flujos de efectivo que PdVSA dejará de percibir a lo largo de la vida del contrato de suministro por motivo de los descuentos que da a sus filiales debe de considerarse como parte del costo de adquisición de sus refinerías en el extranjero. Mi opinión a este respecto es que estos descuentos con los que PdVSA ha "subsidiado a sus subsidiarias" bien pueden haber duplicado el costo del programa de internacionalización. Aunque no hay manera de comprobar la exactitud de este estimado, es posible sin embargo ilustrar a *grosso modo* la magnitud de los costos de oportunidad que acarrea los métodos de transferencia interna de PdVSA. Un buen ejemplo de esto es la tabla T4.2.1, la cual está basada en el rumor - muy difundido - de que la fórmula con que PdVSA valora sus ventas de Bachaquero BCF-17 a Lyondell garantiza a este refinador un margen *adicional* al que hubiera obtenido procesando crudo Maya en modo de coquización (recuérdese que el Maya era el crudo base de esta refinería hasta antes de la firma del convenio Lyondell-Citgo). Las tres últimas columnas de la tabla (que se obtienen sumando tres márgenes adicionales hipotéticos al diferencial de márgenes entre los dos crudos, y multiplicando el resultado por el volumen real de Maya que Lyondell procesó en cada período) muestran los montos de efectivo que PdVSA hubiera tenido que transferir a Lyondell entre enero de 1990 y agosto de 1992 (momento en que Lyondell suspendió definitivamente su contrato de Maya con PEMEX).³⁶

TABLA T.4.2.1: Cuantificación mensual del costo de un mecanismo de valoración hipotético (PdVSA-Lyondell), 1990-1992

Año	Mes	Diferencial de márgenes USD/B (Mava - BCF17)	Volumen real de Mava (Barriles)	Valor mensual (en dólares) de un margen garantizado adicional de:			
				50 USD/B	1 USD/B	1.50 USD/B	
1990	E	0.517	1,358,000	1,380,582	2,059,582	2,738,582	
	F	0.266	183,000	140,236	231,736	323,236	
	M	0.181	995,000	677,832	1,175,332	1,672,832	
	A	0.071	1,296,000	740,540	1,388,540	2,036,540	
	M	(0.037)	1,000,000	463,183	963,183	1,463,183	
	J	0.043	989,000	537,268	1,031,768	1,526,268	
	J	0.064	993,000	559,845	1,056,345	1,552,845	
	A	0.109	500,000	304,481	554,481	804,481	
	S	0.564	1,491,000	1,586,545	2,332,045	3,077,545	
	O	1.063	1,301,000	2,032,816	2,683,316	3,333,816	
	N	0.746	1,750,000	2,180,657	3,055,657	3,930,657	
	D	0.599	831,000	913,261	1,328,761	1,744,261	
	1991	E	0.549	1,277,000	1,340,165	1,978,665	2,617,165
		F	0.389	1,065,000	947,046	1,479,546	2,012,046
M		0.159	1,735,000	1,143,767	2,011,267	2,878,767	
A		0.120	1,011,000	626,325	1,131,825	1,637,325	
M		0.172	721,000	484,727	845,227	1,205,727	
J		0.170	1,044,000	699,339	1,221,339	1,743,339	
J		0.185	763,000	522,529	904,029	1,285,529	
A		0.227	547,000	397,882	671,382	944,882	
S		0.460	1,305,000	1,252,969	1,905,469	2,557,969	
O		0.481	1,020,000	1,000,213	1,510,213	2,020,213	
N		0.448	735,000	696,911	1,064,411	1,431,911	
D		0.365	1,530,000	1,322,899	2,087,899	2,852,899	
1992		E	0.348	1,039,000	880,752	1,400,252	1,919,752
		F	0.311	547,000	443,643	717,143	990,643
	M	0.246	1,225,000	914,119	1,526,619	2,139,119	
	A	0.166	1,016,000	677,157	1,185,157	1,693,157	
	M	0.152	1,254,000	818,100	1,445,100	2,072,100	
	J	0.210	1,308,000	928,713	1,582,713	2,236,713	
	J	0.426	1,310,000	1,212,962	1,867,962	2,522,962	
	A	0.413	1,089,000	994,427	1,538,927	2,083,427	
Totales:				28,821,891	45,935,891	63,049,891	

Fuentes: API (b), cálculos de márgenes propios con base en Platt's

Hay otro método por medio del cual se pueden estimar los costos ocultos del programa de internacionalización. En su *Anuario estadístico*, PdVSA publica el costo promedio del volumen de crudo procesado en las refinerías de Citgo. Este costo se puede desagregar en sus componentes individuales (como se hace en la tabla T4.2.2) partiendo de los datos de importaciones de crudo en los Estados Unidos que publica el American Petroleum Institute. Como se puede apreciar, el precio CIF del crudo venezolano que ha procesado Citgo entre 1989 y 1993 casi siempre ha sido inferior al precio promedio CIF del todo el crudo venezolano importado por los Estados Unidos, a pesar de que el crudo venezolano que procesó Citgo durante este período fue de una calidad ligeramente superior a la del promedio de las exportaciones venezolanas a este mercado.³⁷

TABLA T4.2.2: Precio promedio (CIF) de los suministros de crudo de Citgo (1989-1993)

Año	Crudo procesado (MBD)	Precio promedio (USD/B) *	Precio CIF del crudo					Cantidad API (y azúcares)		Precio promedio (CIF) importaciones de crudo venezolano de EU***
			canadiense	de EU**	frances**	venezolano	del crudo venezolano de Citgo	de EU**		
1989	282	17.46	15.83	21.19	19.69	16.61	26.03 (1.5)	23.7 (1.68)	16.78	
1990	269	21.79	18.13	32.13	30.63	19.86	25.5 (1.2)	23.3 (1.68)	20.31	
1991*	377	17.72	14.14	24.97	23.47	16.40	24.02 (1.36)	23.07 (1.69)	15.92	
1992**	431	16.27	14.17	22.54	21.04	14.51	23.89 (1.41)	22.07 (1.75)	15.13	
1993***	439	14.10	12.28	17.89	16.39	11.89	22.97 (1.63)	22.17 (1.68)	13.39	

Fuentes: PdVSA (c), 1993, p. 79. ** PEMEX *** Occidental ***MER

Las operaciones de la refinería de Lemont son otro claro ejemplo de lo ineficiente que ha sido el programa de internacionalización. La planta de Uno-Ven es muy compleja, pero tiene que correr crudos venezolanos relativamente ligeros debido a las restricciones de viscosidad del oleoducto que conecta a esta refinería con la costa del Golfo. Esto disminuye notablemente el atractivo de procesar crudo venezolano en la planta, ya que los márgenes que se pueden obtener corriendo crudos pesados canadienses son mucho mayores. Las gráficas que se presentan a continuación dan fe de ello. En la gráfica G4.2.1 se puede ver que, incluso en términos FOB, el precio oficial del Tía Juana es más alto que el del Bow River. La gráfica G4.2.2 presenta el diferencial de rendimientos netos (rendimientos brutos menos costos de transporte) entre el Bow River Blend y el Tía Juana Ligero en una refinería con coquizadora; como se puede apreciar, el rendimiento del crudo canadiense en esta configuración es muy superior al del venezolano, cosa que hace al Bow River más atractivo aún. Si se suman estos dos efectos, se puede ver que, durante el período 1992-1993, Unocal debe haber consentido que los barriles de crudo canadiense no desplazaran a los barriles venezolanos de la refinería tan sólo porque el precio de los suministros de Tía Juana a Lemont debe haber sido inferior en cuando menos siete dólares por barril al precio "oficial" para este crudo.

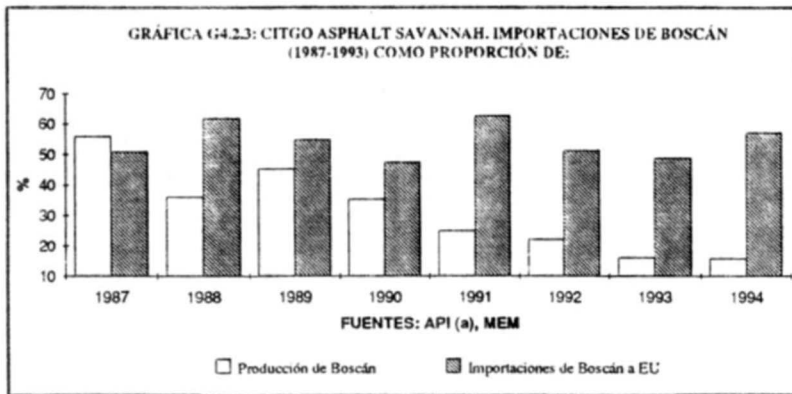




Las enmiendas a los contratos de suministro para las tres refinerías de Citgo (en vigor desde 1992) son una última ilustración del elevado precio que PdVSA ha tenido que pagar con tal de conseguir la anhelada seguridad volumétrica. El objetivo declarado de estas enmiendas es incrementar las márgenes asegurados de estas plantas para el período 1992-1997, para así compensarlas por las erogaciones que tendrán que hacer para cumplir con las provisiones del *Clean Air Act Amendment* de 1990. Para la refinería de Corpus Christi, los ajustes se traducen en una reducción de 86 centavos en el precio de cada barril, mientras que para las de Lake Charles y Paulsboro equivalen a una reducción de 59 centavos. Estos descuentos totalizaron 68 millones de dólares durante 1992 y 70 millones durante 1993 (PdVSA (b), 1993, p. 12).

Una pregunta se impone cuando uno considera los costos ocultos de la internacionalización es: ¿por qué es que PdVSA ha encontrado necesario hacer tantas concesiones en sus convenios de asociación? Responder satisfactoriamente a esta interrogante no es fácil, especialmente cuando se considera que la situación financiera de la mayoría de sus socios en el momento en que se negociaron los acuerdos respectivos aparentemente se prestaba para que PdVSA les arrancara concesiones a ellos, y no al revés. De nueva cuenta, la trillada explicación de que todo es culpa de las particularidades físicas de los crudos pesados venezolanos no es aceptable, ya que hay otra paraestatal (PEMEX) que también vende grandes volúmenes de crudo no fungible, pero cuyo único convenio de integración no contiene cláusulas de garantías de márgenes o cosa parecida³⁸ (a pesar de que este convenio fue firmado con Shell, una compañía cuyo tamaño y solidez le dan un poder de negociación muy superior al que pueden haber tenido en su momento los ahora socios de PdVSA). El único caso en que se me ocurre que las características físicas de un crudo podrían un motivo válido de integración en aras de la seguridad volumétrica es el de la refinería de Savannah, la cual procesaba exclusivamente crudo Boscán (10.5° API). Si PdVSA no hubiera adquirido esta refinería,

Amoco la hubiera cerrado. Esto hubiera significado una sensible enorme en el mercado para este crudo (véase gráfica G4.2.3); la decisión de PdVSA de comprarla probablemente le ha evitado el tener que ajustar a la baja su producción de Boscán. Ahora bien, esto no significa, sin embargo, que la adquisición de Savannah esté más allá de toda crítica: el hecho de que solamente dos o tres refinadores en el mundo estén dispuestos a procesar este crudo constituye una clara señal del mercado para PdVSA de que la compañía debería utilizar el capital de trabajo que dedica a la extracción de Boscán para otros fines más rentables. Por supuesto, si PdVSA ha comprado esta planta es porque ha decidido ignorar por completo esta señal.³⁹



El caso de PEMEX es una prueba fehaciente de que no es necesario que una empresa esté fuertemente integrada, ni tampoco que siempre venda su crudo con descuentos, para que pueda disfrutar de seguridad volumétrica. La política comercial de la paraestatal mexicana - cimentada sobre los suministros contractuales a largo plazo y un compromiso creíble de no expropiación de las cuasi-rentas de los refinadores con plantas muy complejas - ha reducido a tal grado la incertidumbre en la colocación de Maya que, desde 1986, el número de cargamentos que PEMEX ha movido desfavorablemente bajo condiciones extra-contractuales se puedan contar con los dedos de una mano. Los considerables logros de esta política nuevamente parecen indicar que la estrategia de integración de PdVSA fue mal concebida, y pero ejecutada. Después de todo, la compañía venezolana ha renunciado por completo a la posibilidad de vender una buena proporción de su crudo a precios de mercado (amén de que ha concedido un grado incomprensible de control sobre los activos de refinación de algunas de sus empresas subsidiarias a socios muy débiles), y aún así han habido varias ocasiones - a principios de 1994, por ejemplo - en los que las ventas de crudo pesado de la compañía han sido tan malas que se ha visto forzada a llenar sus instalaciones de almacenamiento en Venezuela y el Caribe hasta el tope.⁴⁰

Hay un último aspecto que me gustaría mencionar en este apartado: el funcionamiento de los contratos de suministro de PdVSA. Éste es otro de los aspectos "esotéricos" de la política petrolera venezolana, ya que los contratos de suministro venezolanos son "opciones - más que obligaciones - para levantar un volumen específico de crudo en un período determinado de tiempo" (Boué, 1993, p. 133). Un contrato venezolano concede al comprador la discreción de cargar o no en un mes dado; si decide no levantar, el cliente no tiene que declarar fuerza mayor y tampoco pone en entredicho sus posibilidades de recibir petróleo venezolano en el futuro.⁴¹ O sea que el contrato da al refinador el derecho de levantar crudo cuando éste considere que su precio es atractivo; el cliente sólo está obligado a levantar cierta proporción (especificada casuísticamente) del volumen contractual mientras el contrato esté en vigor.⁴² Ahora bien, sería lógico esperar que la varianza en los levantamientos de crudo fuese mayor en el caso de un exportador con un sistema contractual como el de PdVSA que en el caso de un exportador con un sistema más restrictivo (como el de PEMEX⁴³) aunque, en la práctica, es imposible determinar si éste es o no el caso.⁴⁴ Pero no se puede negar que la política contractual de PdVSA, por su propia naturaleza, resta predictibilidad a las nominaciones de crudo de la compañía (ya que da incentivos para que los clientes exageren sus requerimientos esperados a la hora de la firma del contrato) y permite que los clientes desiertan los acuerdos comerciales temporalmente sin grandes costos para ellos. Por lo mismo, resulta difícil reconciliar las consecuencias que se derivan de la operación de este sistema con la meta declarada de PdVSA de asegurar la colocación de su crudo. En pocas palabras, en el contexto de este aspecto de la política comercial venezolana, la supuesta obsesión de PdVSA con la seguridad volumétrica adquiere tintes muy contradictorios.

A manera de conclusión para este apartado, podemos decir que los principales beneficiarios del programa de internacionalización venezolano han sido las refinerías a quienes PdVSA suministra con crudo. Sus ganancias se han vuelto más estables, y se han simplificado muchos de sus problemas operacionales.⁴⁵ Es más, no es ninguna exageración decir que PdVSA ha ofrecido de muy buena gana lo que todo refinador anhela, sin exigir gran cosa a cambio (¿acaso es un sacrificio para un refinador procesar mucho crudo venezolano, cuando este crudo le reditúa pingües ganancias?). En una nuez, la internacionalización ha permitido que estas refinerías se integren hacia atrás sin costo alguno para ellas. Desde luego, es fácil entender por qué un refinador que está inmerso en mercados turbulentos y que tiene que enfrentar condiciones estocásticas de suministro querría apropiarse, a través de la integración vertical, de cuando menos una pequeña parte del enorme elemento de renta presente en el precio del crudo. Lo que todavía no queda claro, tras nuestro análisis del argumento de que solamente mediante la integración vertical se puede conseguir la seguridad volumétrica, es por qué una compañía que disfruta de esas rentas (PdVSA) ha decidido diluirlas entrando al sector de refinación internacional de la manera en que lo ha hecho.

4.3 La captura de beneficios en diversos segmentos de la cadena industrial del petróleo.

PdVSA considera que, entre las razones fundamentales que impulsan a una compañía petrolera por la senda de la integración vertical, se encuentra la siguiente:

[la integración vertical] tiene que ver con la maximización de ingresos, la cual es favorecida por dos motivos. Uno es que cada segmento de la industria debe rendir beneficios a mediano y largo plazo para justificar su continuidad [sic.]. Por lo tanto, *una empresa que no esté en uno o varios segmentos de la industria, estaría sacrificando las ganancias y márgenes que generan esos segmentos*. El otro motivo es que distintos segmentos de la industria: exploración, producción, transporte, refinación, distribución y ventas al detal pueden alcanzar la mayor eficiencia y efectividad cuando están entrelazados en una cadena de causa/efecto retroalimentable y económicamente productiva [sic.]. De esta manera, la demanda del mercado ayuda a determinar la planificación del negocio y a orientar la inversión hacia los segmentos más productivos (CEPET, 1989, v. II, p. 175, cursivas JCB).

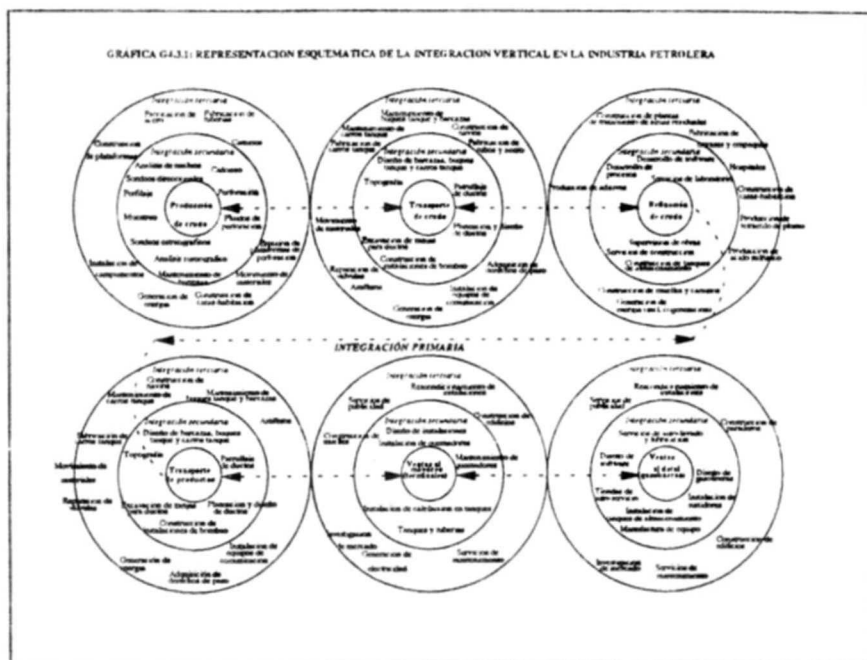
Este razonamiento, sin embargo, no es para nada convincente. Después de todo, ¿qué puede tener de malo que una compañía cualquiera "sacrifique" las ganancias que se generan en segmentos de la cadena industrial de los cuales está ausente? La respuesta a esta interrogante es que no tiene nada de malo, siempre y cuando esta ausencia voluntaria no se traduzca en una erosión de su posición competitiva en el mercado, provocada por un incremento en sus costos de transacción.⁴⁶ Y es que, como no se cansan de repetir los consultores administrativos, las empresas deben concentrar sus esfuerzos sólo en aquellos rubros en los que compiten eficientemente, y no insistir en ser - al decir de Copeland, Koller y Murrin - "*jacks of all trades, and masters of none*" (1991, p. 14); las empresas que no acatan esta enseñanza corren el riesgo de que "el gravamen implícito que representa [la integración se convierta en] un destructor neto de valor" (*ibid.*, p. 17).

La forma particular de organización industrial que asumió el mercado petrolero en su etapa temprana de desarrollo imponía muy fuertes costos de transacción a las empresas no integradas. En palabras de John Blair,

la clave para asegurar la rentabilidad de la empresa estaba en el flujo ininterrumpido de crudo a través de la refinación y hasta el comprador final. En la medida en que el control de cualquiera de las etapas [subsecuentes a la producción] estaba en manos de otros, podía ser que el flujo fuese interrumpido . . . con el consecuente efecto sobre las ganancias [de la empresa] (Blair, 1978, p. 237).

Pero hoy en día, como ya se ha dicho, muchas de las imperfecciones del mercado petrolero han desaparecido, y también han desaparecido las rentas monopólicas que hacían atractiva a la integración vertical. Prueba de ello es que la mayoría de las grandes empresas petroleras del mundo se han replegado estratégicamente de ciertos segmentos de la cadena industrial del petróleo. Aunque este repliegue no ha sido homogéneo en cuanto a sus manifestaciones concretas (ya que las decisiones de cada empresa han dependido de su situación particular), su directriz ha sido una sola: aumentar el valor del patrimonio de los accionistas de la compañía mediante el abandono de aquellas líneas de negocio que no generen beneficios que excedan el

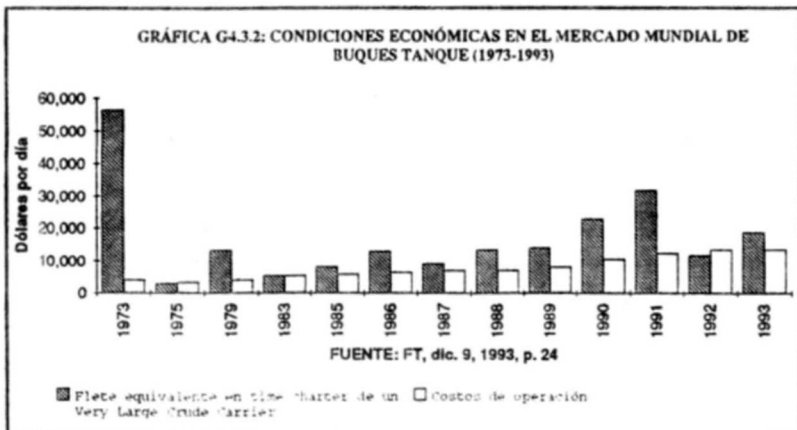
costo del capital que se tiene que invertir ya sea para establecerlas o bien para mantenerlas en operación. En otras palabras, estas compañías han decidido "sacrificar los márgenes" que se generan en estos segmentos, pero sólo porque el rendimiento de su capital de inversión en otras actividades (o inclusive en el banco) es más atractivo.



Este comportamiento, desde luego, es completamente racional. Como alguna vez advirtieron de Chazeau y Kahn: "está claro que si la integración no confiriera cierto poder monopólico, un vendedor racional sólo se integraría hacia adelante o hacia atrás si pensara que está en posición de desempeñar las funciones de suministro y distribución a un costo menor al que se estaban desarrollando previamente (1959, p. 45). En tiempos recientes, esta última condición se ha convertido en factor clave para cuestionar las estrategias de integración vertical de ciertas compañías, las cuales, ante la creciente especialización funcional en el mercado petrolero, han encontrado imposible ser "las mejores en todo".⁴⁷ Los efectos de esta tendencia hacia la especialización no se han circunscrito a actividades secundarias o terciarias (véase gráfica G4.3.1): los vínculos de integración existentes entre las actividades primarias (exploración, producción, refinación, transporte, comercialización) también han sufrido un considerable desgaste, sobre todo porque los mercados financieros han forzado a los petroleros a reconocer que sus empresas no necesariamente reúnen las habilidades necesarias para llevar a cabo de manera eficiente todas y cada una de las actividades que integran la cadena industrial

del petróleo, sobre todo porque muchas de estas habilidades no son parecidas (y ni siquiera compatibles) entre sí.⁴⁸

Para apreciar lo absurdo de la idea de que una compañía petrolera por fuerza tiene que estar presente en todos los segmentos de la cadena industrial basta echar una mirada a la gráfica G4.3.2. Esta gráfica ilustra las condiciones económicas que han enfrentado los oferentes en el mercado mundial de buques tanque durante los últimos veinte años. Como se puede ver, los fletes que los navieros han podido cobrar a lo largo de este período han sido muy pobres, por culpa del exceso de capacidad crónico que ha pesado sobre el mercado naviero desde principios de la década de los años setenta (cuando los astilleros del mundo se dedicaron a botar buques tanque en cifras récord). Esto ha constreñido la rentabilidad del capital de inversión de los navieros; en algunos casos, sus ingresos por concepto de fletes apenas si han sido suficientes para cubrir sus costos de operación. En otras palabras, el transporte marítimo de crudo ha sido un negocio excepcionalmente poco atractivo por espacio de veinte años, cosa que naturalmente ha provocado el éxodo (parcial o total) de muchas empresas petroleras de las actividades navieras (*P/W*, sept. 9, 1985, p. 5). Pero no obstante la falta de atractivo del mercado de buques tanque, en 1991 PdVSA comenzó un ambicioso proyecto de expansión de su capacidad de transporte marítima, el cual involucraba la adquisición de diecinueve buques tanque nuevos, a un costo estimado de mil trescientos millones de dólares (Boué, 1993, p. 55). La intención de Andrés Sosa Pietri (instigador de este proyecto) era que para fines de siglo, PdVSA pudiera transportar en navíos propios entre el treinta y el cuarenta por ciento de sus exportaciones totales de crudo y productos.⁴⁹ Sosa justificó este programa naviero con argumentos rayanos en lo tautológico: "ciertamente toda empresa petrolera, verticalmente integrada, debe encontrarse en condiciones de transportar por sus propios medios entre un 30 y un 40%, por lo menos, de sus crudos y productos. Es una fortaleza invaluable, además de que, con buena administración, es, igualmente, un negocio importante" (Sosa Pietri, 1993, p. 123).



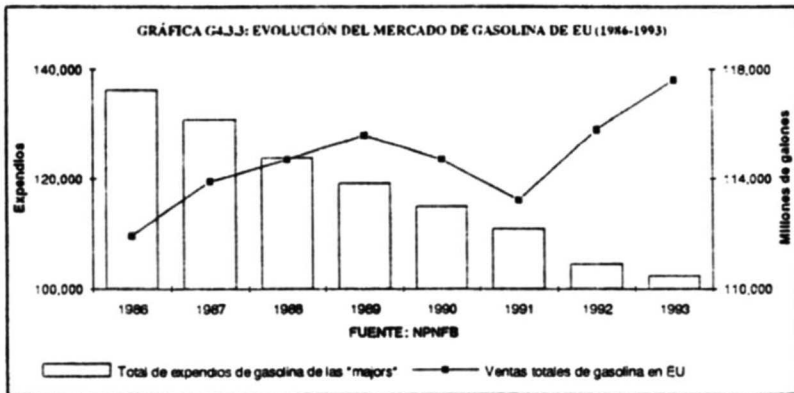
Ahora bien, resulta bastante difícil de creer que una compañía de la envergadura de PdVSA pudiera emprender un proyecto tan importante como éste basándose en argumentos tan endebles como los de Sosa (¿cómo llegó Sosa a la cifra mágica del treinta o cuarenta por ciento?: ¿por qué asume que el que una compañía petrolera tenga una capacidad de transporte de este orden le da una "fortaleza invaluable", cuando muchas compañías han encontrado con que es un lastre?: ¿por qué considera Sosa que la cuestión de los beneficios económicos del transporte marítimo es de una importancia secundaria?). Sin embargo, la rapidez con que el programa de construcción naviero ha sido puesto en marcha parecería indicar que así ha sido en efecto. Y esta impresión de irreflexividad se refuerza cuando se considera la forma en que PdVSA ha decidido aplicar uno de los principios rectores fundamentales del programa de internacionalización (principio sustentado en la idea de que es necesario que una compañía petrolera grande tenga una presencia en todos los eslabones de la cadena industrial del petróleo): "es absolutamente indispensable que dichas empresas cuenten con medios propios de canalización de las ventas a nivel del consumidor final" (CEPET, 1989, v. II, p. 160).

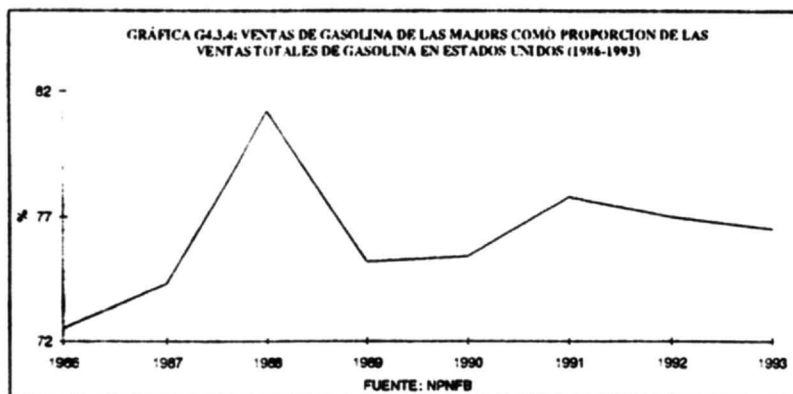
Los apologistas del programa de internacionalización nunca han explicado satisfactoriamente el por qué de la insistencia perenne de PdVSA de que las empresas con quienes se asocia necesariamente tienen que contar con operaciones de ventas al detal de petrolíferos, y se han contentado con decir que, para PdVSA, el participar en todos los eslabones de la cadena petrolera, y el "llegar al consumidor final", son cosas buenas en sí mismas.⁵⁰ Este hecho, desde luego, esto no basta para poder afirmar que la decisión de PdVSA no fue la resultante de una cuidadosa labor de análisis económico en torno a ciertos aspectos clave de la comercialización al menudeo de combustibles automotores, tales como la rentabilidad de las gasolineras, los requerimientos de inversión de las mismas, la edad promedio y la eficiencia de la flota vehicular en un mercado, las perspectivas de crecimiento del mercado de combustibles, etc. Pero la verdad es que cualquiera que estudie esta decisión en el marco de la evolución de las operaciones de ventas al detal de Citgo⁵¹ tendrá bastantes problemas para demostrar que la decisión de PdVSA de expender gasolina al menudeo en los Estados Unidos tiene algún motivo económico.

Una rápida comparación entre la magnitud de las operaciones de gasolina de Citgo en 1986 y su estado actual parecería indicar que la estrategia de la compañía en este rubro ha sido todo un éxito. Por ejemplo, en 1986 Citgo poseía una red de distribución compuesta por 7.458 gasolineras, en las cuales se vendieron 5.058 millones de galones de gasolina (volumen suficiente para hacerla el octavo vendedor más grande de gasolina en los Estados Unidos, con una participación del 4.52 por ciento en el mercado). Para 1993, en contraste, sólo cuatro compañías superaban las ventas de gasolina de Citgo (9.380 millones de galones de gasolina, equivalentes al 7.51 por ciento de las ventas totales en Estados Unidos), y su red de gasolineras, compuesta por 12.531 expendios, se había convertido en la segunda más grande de la Unión Americana.⁵² De hecho, tan espectacular ha sido la expansión del negocio

de gasolina de Citgo que muchos observadores del escenario petrolero norteamericano la consideran como una de las facetas más dignas de admiración del programa de internacionalización, debido a que es una manifestación de lo casi impensable: una compañía del tercer mundo tomando por asalto un mercado que tradicionalmente ha sido el reducto de las más poderosas empresas transnacionales. Pero esta forma de abordar el problema es demasiado somera, y no permite apreciar plenamente que el supuesto éxito de Citgo en el negocio de la gasolina no es más que el producto de una decisión consciente de parte de PdVSA de ignorar ciertos principios elementales de racionalidad empresarial. Una vez que se examina el desempeño de las operaciones de comercialización de gasolina de Citgo en el marco de lo que ha sido la dinámica del mercado de gasolina de Estados Unidos en años recientes, la perspectiva cambia dramáticamente.

Como muestra la gráfica G4.3.3, las ventas de gasolina en este país a partir de 1986 han mostrado una leve tendencia al alza. Pero no obstante este incremento en la magnitud absoluta del mercado, el número de estaciones de gasolina de las *majors*⁵³ ha caído sensiblemente,⁵⁴ a pesar de lo cual la proporción del mercado que representan las ventas de estas compañías ha crecido ligeramente a lo largo del período (gráfica G4.3.4).





El comportamiento de estas variables refleja la considerable racionalización a la que las compañías integradas han sometido a sus operaciones de ventas al detal de gasolina. A lo largo de los últimos años, y a raíz de la conjunción de una variedad de factores - incremento en los costos del terreno en zonas urbanas, regulaciones ambientales cada vez más estrictas, nuevas especificaciones de productos, incremento en los costos de mantenimiento y adecuación a reglas ambientales para gasolineras y refineras -, estas compañías han buscado reducir el tamaño de sus redes de gasolineras deshaciéndose de estaciones marginales e invirtiendo selectivamente en aquellos mercados donde disfrutaban de ventajas comparativas para llevar a cabo la función de suministro (porque tienen una refinera en la zona, digamos). En pocas palabras, las *majors* han tratado de incrementar la productividad de sus activos dedicados a la comercialización de gasolina, y sus logros en este cometido, como demuestra la tabla T4.3.1, han sido impresionantes.

TABLA T4.3.1: Aumentos porcentuales de productividad (volumen total de ventas/número de gasolineras)⁵⁵ en la comercialización de gasolina de empresas seleccionadas. Base: 1986

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Amoco	100	108.846	121.329	130.216	133.804	139.075	142.391	150.294
ARCO *	100	101.923	67.351	68.789	78.562	75.517	77.177	82.454
BP **	100	111.408	112.492	124.926	127.239	127.782	150.570	155.363
Chevron	100	107.981	119.350	135.681	149.979	158.838	170.431	177.644
Citgo	100	95.160	97.088	95.939	93.208	98.425	105.031	107.956
Conoco	100	127.212	167.072	135.278	141.004	149.506	142.042	147.189
Exxon	100	105.797	119.961	126.852	132.072	156.531	167.077	171.598
Marathon	100	100.958	102.702	124.710	154.217	158.894	146.500	149.645
Mobil	100	115.267	129.209	154.178	152.807	155.463	176.666	199.515
Phillips	100	103.904	122.758	139.970	144.870	155.593	165.214	177.738
Shell	100	113.673	211.578	121.390	126.799	127.246	125.380	134.264
Sun	100	101.799	78.271	101.578	102.561	105.351	114.512	124.057
Texaco ***	100	106.148	117.455	110.754	128.851	147.602	148.053	141.614
Unocal ****	100	104.726	113.788	115.253	101.627	121.529	213.690	194.838

* Incluye Lyondell Petroleum hasta 1987

** Standard of Ohio hasta 1986

*** Incluye Star Enterprise a partir de 1989

**** Incluye Uno-Ven a partir de 1990

Fuente: NPNFB, 1987-1995

Algo que llama poderosamente la atención en esta tabla es que, en medio de este panorama de fuertes incrementos en eficiencia, dos compañías parecen haber estado marchando a otro compás: ARCO y Citgo. Ahora bien, la razón por la cual la productividad de ARCO en estos años dista de ser satisfactoria no es muy difícil de dilucidar: las cifras de ventas totales de la compañía en 1986 y 1987 todavía comprendían los grandes volúmenes de gasolina comercializados por Lyondell Petroleum. Naturalmente, esto infla artificialmente la cifra de productividad de ARCO para esos dos años (máxime que, como Lyondell no tenía gasolineras, el impacto de la distribución de su volumen entre las gasolineras de ARCO es aún mayor). Pero, si para medir la productividad de ARCO se toma como base el año de 1988 (tabla T4.3.2), se puede constatar que su desempeño ha sido razonablemente bueno. Asimismo, con todo y que la tasa de crecimiento de la productividad de ARCO ha sido menos espectacular que la de sus pares⁵⁶, es obvio que aún así aventaja por bastante a la de Citgo.

TABLA T4.3.2: Aumento porcentual de productividad (volumen total de ventas/número de gasolineras) en la comercialización de gasolina de ARCO. Base: 1988

	1988	1989	1990	1991	1992	1993
ARCO	100	102.134	116.645	112.123	114.589	122.423

Fuente: NPNFB, 1987-1994

En virtud de los datos anteriores, y en ausencia de atenuantes similares a las que se identificaron para el caso de ARCO, se debe concluir que la forma en que Citgo ha conducido sus operaciones de comercialización de gasolina en años recientes ha sido muy ineficiente: las altas tasas de crecimiento en sus ventas de gasolina no se han logrado a partir de una mejor

productividad: más bien, son un reflejo de la enorme expansión que ha tenido su red de gasolineras. Esta expansión merece ser tildada de indiscriminada, ya que la compañía aparentemente ha abanderado estaciones de servicio sin cuestionarse si realmente encajan bien en su sistema o si, por el contrario, el suministrarlas con gasolina será una fuente de interminables quebraderos de cabeza (no hay que olvidar que Citgo es fuertemente deficitaria en gasolina, y que tiene que cubrir buena parte de sus compromisos contractuales con sus distribuidores con cargamentos adquiridos en el mercado *spot*). Si bien la forma en que Citgo lleva a cabo la función de distribución reduce considerablemente sus exigencias de logística, y sus requerimientos de capital también - como muestra la tabla T4.3.3, Citgo opera casi exclusivamente a través de distribuidores independientes (*jobbers*), los cuales se encargan de la administración directa de las estaciones de su propiedad: en contraste, casi todas las demás compañías integradas manejan directamente una proporción considerable (que varía entre el 20 y el 50 por ciento) de sus expendios, y esto incrementa notoriamente sus costos - no por ello deja de ser cierto que lo que *U.S. Oil Week* llamara acertadamente "*Citgo's grow-till-you-drop philosophy*" (ago. 23, 1993, p. 1) no hace ningún sentido desde un punto de vista económico. Y la prueba es que otras compañías que también confían buena parte de su función de distribución a distribuidores independientes (Conoco, por ejemplo) no han sido presas de una obsesión similar por la expansión desenfrenada.⁵⁷

TABLA T4.3.3: Organización de la función de distribución de gasolina de empresas petroleras seleccionadas en EU (1994)

	Total de estaciones	Suministradas cómo:	
		Directamente	A través de distribuidores independientes
Amoco	9.376	3.459	5.917
ARCO	1.605	1.455	150
Ashland	723	690	33
BP	6.800	1.600	5.200
Chevron	8.525	2.871	5.654
Citgo	12.531	16	12.515
Conoco	4.947	440	4.507
Diamond Shamrock	1.984	778	1.206
Exxon	9.450	2.750	6.700
Fina	2.704	96	2.608
Marathon	2.331	417	1.914
Mobil	8.230	4.147	4.083
Phillips	7.449	ND	ND
Shell	8.533	4.173	4.360
Star Enterprise	9.468	1.731	7.737
Sun	4.442	2.318	2.124
Texaco	4.683	1.235	3.448
Unocal	1.421	1.421	0
Uno-Ven	2.651	123	2.528

ND: No disponible

Fuente: NPNFB, 1994

La razón que subyace esta diferencia de comportamientos es muy simple: estas otras compañías no han estado dispuestas a sufragar una política de descuentos similar a la que ha utilizado Citgo para atraer a los distribuidores independientes a su órbita, debido a los enormes gastos que una política así trae aparejados (Citgo vende su gasolina a sus distribuidores con base en un *quasi-netback* que asegura a éstos un margen bruto de aproximadamente diez centavos por galón, o lo que es lo mismo, cuatro dólares por barril⁵⁸). Como se puede apreciar, estos costos se asemejan (tanto por su magnitud como por su origen en una política de descuentos aparentemente irreflexiva) a los que se identificaron cuando se discutió la forma en que PdVSA factura los embarques de crudo a sus subsidiarias extranjeras de refinación.⁵⁹ Esto significa que muchos de los expendios de gasolina de Citgo han de ser tan sólo marginalmente rentables (especialmente aquellos que tienen que ser suministrados mediante gasolina comprada a terceros), ya que sus ingresos por concepto de ventas apenas si han de bastar para cubrir el monto del descuento y los costos de administración de Citgo.

En suma, el negocio de gasolina de Citgo ha sido un éxito en apariencia solamente: tanto la expansión de su sistema de comercialización como el crecimiento de sus ventas de gasolina se han logrado merced a la utilización ineficiente del capital aportado por PdVSA. Las actividades de ventas al detal de Citgo han sido rentables tan sólo porque PdVSA las ha subsidiado (implícitamente) con lujo de generosidad⁶⁰, siempre con la dudosa justificación de que éste es el precio que tiene que pagar por el privilegio de estar presente en todos los eslabones importantes de la cadena industrial del petróleo: "la internacionalización, contrariamente a lo que antes ocurría [*sic.*], en cuanto al hecho que solamente se percibían los beneficios de la exportación derivados de las ventas de petróleo desde los puertos de embarque [*sic.*], el país participa directamente en los beneficios de la comercialización de su petróleo (convertido en productos) a nivel del consumidor final." (CEPET, 1989, v. II, pp. 161 y 176).

4.4 Conclusiones

let him spend, and spend, and domineer till his heart ache . . .
Ben Jonson, *Everyman in His Humour*

Los resultados de la labor de análisis que se ha llevado a cabo a lo largo de los capítulos tercero y cuarto no parecen ser demasiado halagüeños para el programa de internacionalización. En vista de lo anterior, ¿es posible encontrar una explicación para la decisión de PdVSA de destinar una gran proporción de su escaso capital de inversión a actividades que no son realmente rentables, sin tener que recurrir al *deus ex machina* de alguna tara congénita en los funcionarios petroleros venezolanos?

Como alguna vez dijera Ernst Troeltsch que dice que "hasta una sociedad que baila despreocupadamente sobre un volcán . . . [constituye] una relación de sentido" (Wagner, 1980, p. 388). Pero para encontrar la relación de sentido que subyace a la internacionalización es necesario ampliar los horizontes de nuestras averiguaciones, ya que si se analiza al programa

en términos exclusivamente económicos se llega a conclusiones que, o bien son falsas (la internacionalización es una forma idónea de hacer frente a los costos de transacción en el mercado de crudos pesados), o bien son peregrinas e inútiles (la internacionalización es una manifestación de la incompetencia de los petroleros venezolanos). Como se verá en el siguiente capítulo, sólo dejando a un lado el reduccionismo económico y "desentrañando las dinámicas de poder . . . en los entornos micro-empíricos . . . de las relaciones en el seno de la burocracia [estatal]" (Heller, 1993, p. 174) se puede encontrar al verdadero "culpable" detrás del programa de internacionalización.⁶¹

NOTAS

¹"La razón de esta política estriba en la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos. Un nivel óptimo de integración vertical es el único esquema que cumple en mayor grado con la premisa anterior, y no en vano ha sido la característica constante de la industria petrolera" (CEPET, 1989, v. II, p. 175).

²Considérese el siguiente pasaje:

con la aplicación de esta política se persigue lograr una mayor integración vertical de las operaciones de la Industria, ampliando su radio de acción hacia el exterior. Esto, como se sabe, es uno de los factores que más contribuye al fortalecimiento del poder de negociación de una industria que, como la petrolera, por su propia naturaleza, es internacional, siendo ello [*sic.*], precisamente, una de las razones básicas del extraordinario poder que tienen las empresas petroleras multinacionales [*sic.*] (CEPET, 1989, v. II, p. 160).

³"En Venezuela hemos dado por llamar internacionalización a la política de inversiones en el extranjero . . . orientada a la integración vertical con las actividades de refinación, distribución y mercadeo en los países consumidores. La razón de esta política estriba en la necesidad de maximizar ingresos y minimizar riesgos. *Un nivel óptimo de integración vertical es el único esquema [*sic.*] que cumple en mayor grado con [esta] premisa, y no en vano ha sido la característica constante de la industria petrolera*" (CEPET, 1989, v. II, p. 175; cursivas JCB).

⁴El supuesto de que el objetivo principal de toda firma es la maximización de utilidades no es aceptado acriticamente por muchos exponentes de la economía industrial (véanse las discusiones al respecto en Hay y Morris, 1991, pp. 292-326, y Tirole, 1988, pp. 34-50). Sin embargo, de ninguna manera se puede decir que sea un concepto caduco, ya que, como apunta Friedman, "la experiencia de innumerables aplicaciones de esta hipótesis a problemas específicos . . . [ha terminado] en el fracaso de quienes han tratado de contradecir sus implicaciones" (Friedman, 1953, p. 41). En particular, se ha visto que comportamientos que parecerían relegar a la maximización de utilidades a un segundo plano detrás de otros objetivos (maximización de ventas, por ejemplo) en realidad constituyen intentos de parte de las empresas por maximizar ganancias bajo ciertas condiciones de incertidumbre o competencia oligopólica (véase por ejemplo Yarrow, 1973 y Vickers, 1985).

⁵"Las declaraciones públicas de funcionarios del gobierno . . . [son] una explicación inicial aceptable" (Székely, 1983, p. 21) para este tipo de decisiones.

⁶Desde 1970, los ingresos del gobierno venezolano por concepto de exportaciones de petróleo han variado de un año a otro en sumas equivalentes al seis por ciento del PIB de Venezuela (Naím, 1993, p. 22).

⁷La incertidumbre en torno a las ganancias derivadas de las exportaciones petroleras puede causar inestabilidad en la economía de un país sobre todo porque la experiencia de los países petroleros indica que, cuando se han producido cambios en el valor total de sus exportaciones, los efectos que esto ha tenido no se han restringido al sector petrolero. Más bien, estas variaciones han sido transmitidas a otros sectores de la economía, los cuales - a pesar de ocuparse de actividades ostensiblemente no petroleras - en realidad dependían del petróleo. Como bien dice Adelman (1986, p. 318):

las cifras de las cuentas nacionales [de aquellos países que dependen de las exportaciones petroleras] subestiman su grado de dependencia, ya que buena parte de las industrias y ocupaciones no petroleras en realidad son dependientes del petróleo . . . ya sea porque son industrias de servicio para la industria petrolera o bien porque sólo sirven para gastar ingresos derivados del petróleo . . . y sin [estos ingresos] pierden su razón de ser.

De aquí que, cuando menos en teoría, sea posible imaginarse que las *expectativas* societales de volatilidad extrema en el mercado puedan tener repercusiones sensibles sobre el crecimiento económico de un país, al provocar ajustes negativos tanto en la propensión al consumo de los habitantes como en los planes de inversión de las empresas (para el caso específico de Venezuela, véase Hausmann, 1992, *passim*).

⁸En palabras de McLean y Haigh: "los márgenes brutos y netos de utilidad disponibles en distintos niveles [*sic.*] de la industria están cambiando continuamente, y los movimientos en un nivel *frecuentemente* difieren tanto en el momento en que ocurren como en su dirección de los movimientos en otro. [De esta manera, los] márgenes brutos y netos de utilidad *pueden* estar decreciendo en algún nivel mientras que [en los demás] se mantienen estables o se están incrementando (1954, p. 115; cursivas JCB).

⁹Desde luego, las variaciones direccionales del precio del crudo y los márgenes de refinación nunca son perfectamente simétricas, debido a la influencia que tienen otros factores (costos de transporte, impuestos y demás imponderables) sobre los márgenes.

¹⁰En su momento, incluso McLean y Haigh se vieron forzados a reconocer que las compañías petroleras que estudiaron eran bastante refractarias a la idea de la estabilización de ganancias: "encontramos que fueron muy pocos los casos en que una compañía tomó la decisión de aumentar su índice de integración porque sus cuadros gerenciales pensaban que esto ayudaría a estabilizar la posición de ganancias [*sic.*] de la compañía" (McLean y Haigh, 1954, p. 116). Aún así, estos autores no se resignaron a desechar sus teorías, y llegaron a la conclusión de que la integración vertical de las compañías en realidad sí fue un vehículo por medio del cual éstas estabilizaron sus ganancias, aunque se negaran tozudamente a reconocerlo:

Independientemente de las razones inmediatas que dan pie a la integración vertical, una compañía que se embarca en un programa así a menudo gana en seguridad para sus ganancias, asegura estar protegida contra choques de corta duración, y fortalece sus oportunidades de crecimiento y supervivencia (McLean y Haigh, 1954, p. 116; cursivas JCB).

¹¹Véase el apartado 1.3 de este estudio.

¹²Incluso en la década de los años cincuenta existía la consciencia de que la integración so pretexto de la estabilización de ingresos constituía un uso subóptimo para los recursos de las empresas. De Chazeau y Kahn, bastante menos dogmáticos que McLean y Haigh en lo referente a este asunto, correctamente señalaron que

la integración no puede aumentar el retorno del capital solamente por el hecho de distribuir[lo] entre estratos de rentabilidad divergente: sólo puede promediar las diferencias y las fluctuaciones. Pero los inversionistas pueden lograr la sencilla protección actuarial que ofrece [este tipo de inversión] poniendo su dinero en un fondo; [por lo tanto, la estabilización de ganancias] difícilmente exige la integración por cuenta de los gerentes de los procesos sucesivos [*sic.*] en una industria en particular . . . [La integración, entonces, hace] sentido sólo si los gerentes [pueden demostrar] que el invertir en un segmento reforzará, protegerá o aumentará la rentabilidad de la inversión en otro segmento . . . [Por lo tanto], al explicar a la integración en términos de una búsqueda de seguridad no hay que referirse solamente a la acción de promediar los riesgos que se deriva de poner los huevos en muchas canastas [*sic.*]. La estabilidad no viene de la diversificación sino del reforzamiento mutuo, no de desperdigar recursos sino de concentrarlos [*sic.*]. La fuente de reforzamiento mutuo es la seguridad de operaciones continuas que la integración confiere (1959, pp. 107-108).

¹³McLean y Haigh aceptaron que la estabilización de ingresos no podía incrementar las utilidades de las empresas (1954, p. 130).

¹⁴Este ejemplo pone de manifiesto la importancia que los factores endógenos tienen en la determinación de las utilidades de una compañía: en contraste con Southland, la gran mayoría de los refinadores de Estados Unidos recordarán ese año como bastante bueno (véanse las cifras en *NPNFB*, 1987, p. 17). Ahora bien, el hecho de que casi todos los refinadores estadounidenses hayan disfrutado de buenas utilidades en un año de precios muy bajos no debe tomarse como una confirmación de la validez de las "reglas" de McLean y Haigh, ya que los datos disponibles indican claramente que los precios bajos beneficiaron de manera muy distinta a cada compañía, y que estas diferencias relativas no se pueden explicar solamente en función del índice de integración de cada una (*ibid.*).

¹⁵Por la sencilla razón de que estas subsidiarias, localizadas en el exterior de Venezuela, están más allá del alcance fiscal del gobierno venezolano.

¹⁶Este es un supuesto bastante razonable, dado que Citgo es - con mucho - la subsidiaria extranjera más importante de PdVSA.

¹⁷De hecho, las cifras de la primera columna no son tan buenas para apreciar qué tanto se han contraído los dividendos de Citgo, ya que solamente se refieren a los pagos que se han hecho a PdVSA (y hay que recordar que hasta 1989 Southland también recibía dividendos). Esto quiere decir que en los años de 1987, 1988 y 1989, Citgo desembolsó 24.80 y 80 millones de dólares, respectivamente, por concepto de pago de dividendos.

¹⁸En 1993 (un año bastante malo para los países exportadores de petróleo) PdVSA tuvo que aportar 212 millones de dólares de capital fresco para Citgo.

¹⁹Como lacónicamente ha confirmado la propia empresa, "la política de PdVSA es permitir que sus subsidiarias retengan casi todo el flujo de efectivo generado en sus operaciones para reinvertirlo" (PdVSA (b), 1993, p. 2).

²⁰Este es un hecho que propios y extraños admiten. Los reportes anuales de Citgo, por ejemplo, están repletos de referencias a los grandes beneficios que le han reportado sus vínculos con PdVSA. Por supuesto, Citgo nunca ha mencionado abiertamente la receta de su éxito, pero aún así el mercado tiene una idea bastante clara acerca de cuáles son los fundamentos de la misma, como demuestran estas líneas de *IPF*: "The link with PdVSA [has stabilized] Citgo earnings in weak downstream markets . . . With downstream margins lagging well behind rising crude oil prices in the first half of 1987, Citgo was in a comfortable and rather unique position as one of the few refiners with a netback deal still intact" (sept. 15, 1987, p. 1; negritas JCB).

²¹Cuando el programa de internacionalización volvió a ponerse en marcha en 1986, un funcionario venezolano declaró a *PIW*: "We're looking for markets rather than assets, such as refineries" (*PIW*, ene. 27, 1986, p. 3).

²²Entre estos derechos se cuenta, desde luego, la facultad de decidir qué cantidad de cuáles insumos se deben procesar en una planta.

²³Dicen de Chazeau y Kahn: "hasta los contratos de suministro negociados entre compañías que son independientes en apariencia pueden de hecho reflejar y conducir a un control administrativo fuerte de una parte sobre la otra. Quién controla a quién y en qué medida . . . [son cosas que] dependen de la libertad relativa de elección y el poder de negociación de las contrapartes, algo [*sic.*] que es difícil de medir pero imposible de ignorar" (1959, p. 20).

²⁴En Blair y Kaserman, 1983, p. 85.

²⁵Las razones de reservas/producción de Arabia Saudita, Irak, Kuwait y Abu Dhabi son todas superiores a los cien años, mientras que las de Irán y Venezuela se acercan a los setenta años.

²⁶Conviene tener en mente que los resultados que arroje este tipo de análisis siempre serán indicativos, porque es muy difícil "normalizar" - en el sentido estadístico del término - a las diversas plantas que componen el universo de refineries de un mercado. Esto se debe a que las refineries difieren entre sí en una enorme variedad de aspectos (tamaño de sus distintas plantas, tecnología, edad, capacidad de conversión) que complican la tarea de quien quiere proponer un parámetro "objetivo" para saber cuánto debe costar un barril de capacidad de destilación, por ejemplo. La tarea de encontrar un parámetro así se complica aún más cuando se considera que las diferencias entre las plantas se extienden a aspectos menos evidentes, los cuales son casi imposibles de cuantificar (como podrían ser el estado de las relaciones laborales con sus obreros, o la severidad de los reglamentos ecológicos de su localidad).

²⁷Véase el cuadro sinóptico del capítulo 2 y *PIW*, suplementos especiales de transacciones de activos de refinación, 1989-1994.

²⁸Es más, bajo esta perspectiva, la tardanza o renuencia de otros productores a integrarse verticalmente adquiere tintes de irresponsabilidad: como dice Robert Anderson (ex-director general de ARCO) "parece mentira que les haya tomado a estos países tanto tiempo para entender que para tener acceso a los mercados es necesario tener una posición *downstream* independiente" (Emond, 1988, p. 31).

²⁹Bajo los supuestos del modelo de Green, la única estructura organizacional óptima para una empresa verticalmente integrada es una en la cual no participa para nada en el mercado de bienes intermedios (en otras palabras, la firma produce todos sus requerimientos de un insumo dado, y transfiere internamente toda su producción de este insumo). Además, el modelo es inherentemente inestable en aquellos puntos de equilibrio en donde existe una estructura organizacional mixta (o sea, una en la cual coexisten firmas integradas y no integradas). Esto quiere decir que el mercado tiende a los extremos de integración absoluta, o de integración inexistente.

³⁰En su importante estudio acerca del funcionamiento del cartel internacional de petróleo, Blair observó: "the data clearly indicate that the eight largest firms have dealt only nominally with independent marketers: several have testified in investigative hearings that they will not sell to independents, regardless of price" (1978, p. 243).

³¹El origen de la peregrina noción de que "los países que deseen proteger su participación en el mercado no tienen otra opción que la de integrarse para proteger cuando menos algo de su crudo de la competencia" (Colitti, citado en Emond, 1988, p. 31) se remonta a "las dificultades que [durante la primera mitad de la década de los años ochenta tuvieron] algunos países productores para cumplir sus metas de exportación de crudo" (Ait-Laoussine y Wood-Collins, 1988, p. 3). Pero Mabro (1989) acertadamente señala que el declive en la participación de mercado de estos "países" a sus intentos por defender a ultranza el precio de referencia de la OPEP (aún en vista de violaciones flagrantes a las cuotas por parte de otros miembros del cartel y del aumento en los flujos de producción de países no pertenecientes a la OPEP), y no tanto a su carencia de activos de refinación.

³²Emond (1988, p. 31) por su parte, dice que, "by establishing ties with refiners . . . producers obtain a sort of market insurance. These ties enable them to force their crude through the system and avoid discounting heavily on the last few marginal barrels that would otherwise not find a home".

³³A propósito de esto, piénsese en un productor de crudo integrado que, en una situación de exceso de oferta se rehusa a correr crudo de otra procedencia y además transfiere el crudo a su subsidiaria a un precio artificialmente alto (o lo que es igual, no se lo descuenta a sí mismo). Obviamente, este productor no podrá vender los derivados que obtenga de su crudo si el precio de los mismos difiere del precio de mercado. Así que, si deja de correr otros crudos para correr el suyo, estará sacrificando sus márgenes de refinación (porque los productos los vende al mismo precio que sus competidores, pero sus insumos los paga más caros).

³⁴De hecho, los descuentos son "the poor man's integration" (*PIW*, ago. 11, 1986, p. 1).

³⁵Dice este autor: "There is no substitute to being present in the market on a day-to-day basis" (Alcock, 1992, p. 10). Esta afirmación es bastante contradictoria, ya que la integración vertical justamente es un medio para que las empresas eviten entrar en contacto directo con el mercado. Sosa Pietri implícitamente reconoce este hecho cuando escribe que las filiales domésticas de PdVSA frecuentemente se quejaban de que "gracias [sic.] a Citgo y a PDV-Europa, pierden contacto con el mercado, pues todo lo han de canalizar a través de estas empresas" (1993, p. 116).

³⁶Hay que apuntar que el método de valoración utilizado favorece al BCF-17, ya que no toma en cuenta consideraciones de balances de masa para el cálculo del margen de refinación.

³⁷En sus reportes anuales, Occidental publica el precio promedio al cual vendió su producción de crudo en Estados Unidos durante cada ejercicio fiscal. Dado que Citgo tiene una opción que le da el derecho a adquirir todo el volumen producido por Occidental en este país, el precio promedio al que se hace referencia es un buen estimador del precio FOB del crudo doméstico de Citgo.

³⁸La fórmula de precios que se aplica a los cargamentos para la refinería de Deer Park es la misma que se utiliza para valorar los cargamentos de los demás clientes contractuales de PEMEX en el continente americano.

³⁹PdVSA desea incrementar su producción de Boscán a futuro (entre 30 y 50 MBD). Para lograr este objetivo, la compañía parece estar dispuesta a comprar el 50 por ciento de las refinerías de asfalto de Chevron en los Estados Unidos (*PON*, feb. 7 y 17, 1995).

⁴⁰Entrevista personal con un funcionario de Lagoven.

⁴¹*PIW* llama a este tipo de contratos "opcionales" *frame contracts* (may. 24, 1993, supl. esp., p. 2)

⁴²La duración de los contratos venezolanos no necesariamente es anual. *PIW* afirma que "un cliente de PdVSA puede tener simultáneamente un contrato anual para un volumen, y contratos trimestrales para cantidades incrementales, y además puede comprar crudo esporádicamente con base *spot* mediante diferentes fórmulas de precios" (*ibid.*, p. 1).

⁴³Los clientes de PEMEX están obligados a levantar el volumen anual especificado en su contrato, con cierto grado de tolerancia. Para una descripción del funcionamiento de los contratos mexicanos, véase *PIW*, abr. 13, 1987, pp. 3-4.

⁴⁴No es posible saber si las variaciones en los volúmenes de exportación responden a nominaciones insuficientes de crudo, o bien a problemas de carga en terminales o incluso a un descenso temporal en la producción.

⁴⁵Un suministro constante de crudo permite a un refinador ajustar mucho mejor sus plantas para mejorar sus rendimientos, reducir tanto sus pérdidas como sus necesidades de inventarios, incrementar la calidad de sus productos, etc.

⁴⁶Esta afirmación es la piedra de toque de la teoría de la firma de Ronald Coase: "la principal razón por la cual resulta provechoso establecer una firma parecería ser que existe un costo aparejado al uso del mecanismo de precio" (Coase, 1937, p. 336).

⁴⁷Como dice Joe Roeber: "[una compañía integrada opera bajo el supuesto de] 'nosotros podemos hacerlo mejor'. Debemos cerciorarnos de que seamos los exploradores más exitosos, los productores con más bajos costos, los refinadores más eficientes y los mejores vendedores. Con los beneficios logísticos que nos proporciona nuestro sistema integrado, seremos mejores que la competencia" (Roeber, 1984, p. 10).

⁴⁸La imposibilidad de operar eficientemente algunos activos no necesariamente es una indicación de incompetencia de parte de estas compañías. Según Paul Mlotok, "el tamaño mismo de una empresa puede conducir al uso sub-óptimo de las unidades individuales debido a la necesidad de operarlas de acuerdo a las necesidades del sistema [integrado]" (1994, p. D-1). Mlotok recurrió al caso de Exxon para ilustrar este punto: la compañía utilizaba tan sólo 170 MBD de la capacidad de la refinería de Bayway (ya que con esto podía satisfacer las necesidades de sus gasolineras en el área), y además tenía que cobrar a la refinería sustanciales costos de administración (inevitables para una compañía de su tamaño). En contraste, Tosco - el nuevo dueño de esta refinería - la opera a 270 MBD de capacidad (lo cual reduce los costos unitarios de la refinería), y además le cobra los gastos de administración necesarios para pagar los sueldos de un manójo de personas en una pequeña oficina.

⁴⁹En 1991, la flota petrolera venezolana permitía a PdVSA transportar alrededor del doce por ciento de sus exportaciones totales (*O&GJ*, ago. 26 1991, p. 36).

⁵⁰[La] política . . . de internacionalización se propone asegurar mercados estables a largo plazo para nuestra producción mediante la aplicación de mecanismos comerciales atractivos que nos garanticen llegar hasta el consumidor final . . . Sólo mediante esquemas de este tipo estaremos en capacidad de contar con la flexibilidad necesaria para garantizar la venta de nuestra producción (CEPET, 1989, v. II, pp. 159-160). Rodríguez Eraso (1986, v. I, p. 113) expresa ideas similares a éstas. Por su parte, Sosa Pietri (1993, p. 109) escribe que la misión de las filiales de PdVSA en el exterior no debe limitarse a "celebrar contratos de suministro con las otras filiales de PdVSA y operar la refinería eficientemente, sino que se extenderá, con gran énfasis, a la captación progresiva de una cuota mayor en el mercado existente, llegando directamente al consumidor final. Deberán mejorar sus refinerías, construir otras nuevas o adquirirlas, establecer o comprar redes de distribución propias, extender su logotipo por el mayor número posible de estaciones de servicio . . . Es parte de la globalización [*sic.*]."

⁵¹El análisis tiene que restringirse a las operaciones de Citgo porque no hay detalles comparables acerca las operaciones de Uno-Ven en Estados Unidos o de Aral en Alemania. Esto no necesariamente es de lamentarse, ya que las operaciones de ventas al detal de Citgo son, con mucho, las más importantes de cualquier subsidiaria de PdVSA en el extranjero. Por lo tanto, de nueva cuenta se les puede considerar representativas.

⁵²El sistema de Texaco es el más extenso de todos, pero siempre y cuando las estaciones de Star Enterprise se cuenten como parte de su gran total de estaciones.

⁵³Las *majors* son: Amoco, ARCO, BP, Chevron, Conoco, Exxon, Marathon, Mobil, Phillips, Shell, Sun, Texaco (incluyendo a Texaco Refining and Marketing y a Star Enterprise) y Unocal (incluyendo a Uno-Ven).

⁵⁴Véase también la tabla TA6.1 del anexo 6.

⁵⁵No existen cifras que indiquen qué proporción de las ventas totales de gasolina de estas compañías se vende a través de sus gasolineras. Por lo tanto, he usado el volumen total de sus ventas como una aproximación - necesariamente imperfecta, ya que este volumen incluye por ejemplo cargamentos o lotes vendidos a otras compañías - para este parámetro. Esto no es demasiado preocupante, ya que se sabe que la gran mayoría (cuando menos las dos terceras partes) de las ventas totales de gasolina de casi todas estas empresas se realiza a través de sus sistemas de gasolineras.

⁵⁶Esto se debe a que, desde 1980, ARCO sólo expende gasolina en el mercado - muy maduro - de la costa oeste de los Estados Unidos.

⁵⁷La única otra compañía integrada aparte de Citgo cuyo sistema de ventas al detal se ha expandido *de forma sostenida* en los últimos años es Star Enterprise (la cual también está controlada parcialmente por una paraestatal). Sin embargo, su crecimiento no ha sido comparable al de la subsidiaria de PdVSA: su total de estaciones ha pasado de 8,653 en 1990 a 9,468 en 1993.

⁵⁸Esta cifra es equivalente al margen bruto que un expendio promedio en los Estados Unidos necesita para salir tablas en sus operaciones (*EC*, abr. 23 1993, p. 7). *PfW* correctamente ha observado que este esquema no tiene precedentes en la industria petrolera norteamericana y que, por lo tanto, la política comercial de Citgo podría tener ramificaciones muy serias (abr. 15, 1991, p. 2).

⁵⁹De hecho, la reciente - y relativamente sorpresiva - decisión de Citgo de moderar su crecimiento en años venideros (cfr. *USOW*, feb. 22 1993 p. 2 y ago. 23 1993, p. 1.) probablemente obedece a que la compañía ha comprendido que no puede seguir ofreciendo términos tan favorables a sus distribuidores *ad aeternum*. Los planes de la compañía a partir de 1993 prevén un crecimiento de "sólo" 8 por ciento al año en las ventas de gasolina; asimismo, Citgo ha declarado que limitará su total de gasolineras a un máximo de 15.000 (*USOW*, sept. 13, 1993, p. 5).

⁶⁰Southland cometió este mismo pecado entre 1983 y 1986. No cabe duda que la voluntad de Southland por expandirse a ultranza - fíncada en una obsesión parecida a la de PdVSA por maximizar ingresos y no ganancias - fue responsable de buena parte de las pérdidas de la compañía en esos años. Un crítico de la compañía en alguna ocasión correctamente señaló que el tamaño de Southland no debía tomarse como un buen indicador de sus habilidades comerciales, ya que "el hecho de que [Southland] tuviera muchas estaciones de gasolina no necesariamente significaba que pudiera generar ganancias [para sus accionistas]" (*IPF*, dic. 17, 1984, p. 4). Southland respondió a estas críticas mediante diversos argumentos: que la compañía era el vendedor independiente de gasolina más grande de Estados Unidos, que su volumen de ventas era de cerca de 2 mil millones de galones al año, que sus ventas de gasolina se habían expandido en 16.3 por ciento en cinco años, que sus operaciones abarcaban treinta estados de la Unión americana, etc. Todos estos argumentos, por cierto, pasaban por alto la cuestión crucial de si la compañía era capaz de operar sus muchas gasolineras rentablemente.

⁶¹Umberto Eco afirma en sus *Apostillas al Nombre de la Rosa* que la novela policíaca y la filosofía tienen un objetivo similar: averiguar quién es el culpable; la economía política comparte, creo yo, este objetivo.

ANEXO 5: RENDIMIENTOS Y ECUACIONES UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE MÁRGENES DE REFINACIÓN DE CRUDOS SELECCIONADOS EN HOUSTON Y CHICAGO.

Rendimientos de los crudos Maya (22° API) y Bachaquero BCF 17 (17° API) en configuración de coquización/FCC/alquilación en Houston, y de Bow River Blend (28° API) y Tía Juana Ligero (31.5° API) en configuración de coquización/FCC/alquilación en Chicago, en modos de máxima producción de gasolinas (verano) y de destilados (invierno).

TABLA TA5.1: Rendimientos de productos de crudos seleccionados (%) en configuración coquización/FCC/alquilación, Houston

	Verano		Invierno	
	Maya	BCF-17	Maya	BCF-17
	LPG	0.0456632	0.0422167	0.0411468
PREMIUM G. 92	0.1720786	0.1959083	0.1245896	0.1415406
UNLEADED G. 87	0.4151115	0.4226527	0.3872043	0.3843252
JET	0.1089	0.072	0.1429	0.93
DIESEL	0.2019007	0.2219428	0.2391873	0.2815043
COMBUSTOLEO	0	0	0	0
WT%S	0	0	0	0
ASFALTO	0	0	0	0
COQUE	0.1311006	0.1459429	0.1320011	0.1470029
COMPRAS				
DILUYENTE	0	0	0	0
BUTANO	0.0331982	0.0474950	0.0286365	0.0405401
ISOBUTANO	0.0435978	0.0587743	0.0320629	0.0417705
GAS NATURAL	0.2222737	0.2430497	0.2579784	0.2949555
MTBE	0	0	0	0
COSTOS DE OPERACIÓN	0.7174356	0.8773	0.7000495	0.8491591

TABLA TA5.2: Rendimientos de productos de crudos seleccionados (%) en configuración coquización/FCC/alquilación, Chicago

	Verano		Invierno	
	Tía Juana L.	Bow River	Tía Juana L.	Bow River
	LPG	0.0408255	0.0394152	0.0343221
PREMIUM G. 92	0.2139664	0.1582526	0.1543725	0.1036905
UNLEADED G. 87	0.3921524	0.4577533	0.3572141	0.4239562
JET	0.12743	0.10108	0.17578	0.13746
DIESEL	0.1988874	0.2111504	0.2421154	0.2577666
COMBUSTÓLEO	0	0	0	0
WT%S	0	0	0	0
ASFALTO	0	0	0	0
COQUE	0.0808086	0.1020112	0.0815302	0.1029499
COMPRAS				
DILUYENTE	0	0	0	0
BUTANO	0.0314382	0.0301179	0.0266621	0.0248936
ISOBUTANO	0.0379891	0.0477489	0.0254866	0.0337661
GAS NATURAL	0.2279176	0.2268149	0.2643496	0.2772117
MTBE	0	0	0	0
COSTOS DE OPERACIÓN	0.6485176	0.7318054	0.6254936	0.7184055

Ecuaciones para el cálculo del netback óptimo en Houston (dólares por barril), donde:

R= Rendimiento de producto. C= Compras de insumos.

Todas las cotizaciones spot de productos, excepto asfalto, coque y MTBE, de Platt's.

$Netback = (R \text{ LPG}) * (\text{Precio spot propano Mt. Belvieu} * 0.42) + (R \text{ gasolina premium 92 octanos}) * (\text{Precio spot premium unleaded US Gulf Coast waterborne} * 0.42) + (R \text{ unleaded regular 87 octanos}) * (\text{Precio spot unleaded regular USGC waterborne} * 0.42) + (R \text{ diesel}) * (\text{Precio spot No. 2 fuel oil USGC waterborne} * 0.42) + (R \text{ combustóleo}) * \{[(\text{Precio spot No. 6 fuel oil 1\% sulphur USGC waterborne} - \text{Precio spot No. 6 fuel oil 3.5 \% sulphur USGC waterborne})/(-2)] * [(\text{Contenido de azufre del corte de combustóleo expresado como porcentaje} * 100) - 3] + (\text{Precio spot No. 6 fuel oil 3.5 \% sulphur USGC waterborne})\} + (R \text{ asfalto}) * (\text{Precio posted del asfalto} / 6.12) + (R \text{ coque}) (\text{Precio spot del coque} / 5.2) - (C \text{ diluyente para combustóleo}) * (\text{Precio spot No. 2 fuel oil USGC waterborne} * 0.42) - (C \text{ butano}) * (\text{Precio spot butano Mt. Belvieu} * 0.42) - (C \text{ isobutano}) * (\text{Precio spot isobutano Mt. Belvieu} * 0.42) - (C \text{ combustible, en millones de BTUs}) * (\text{Precio spot del gas natural en Henry Hub} + \text{costo del ducto a Houston}) - (\text{Costos de operación}) - (C \text{ MTBE}) * (\text{Precio spot del MTBE USGC} / 0.42) - (\text{Costos de transporte del crudo, marítimo y de ductos}) - (\text{Impuestos})$

Ecuaciones para el cálculo del netback óptimo en Chicago (dólares por barril), donde:

R= Rendimiento de producto. C= Compras de insumos.

Todas las cotizaciones spot de productos, excepto asfalto, coque y MTBE, de Platt's.

$Netback = (R \text{ LPG}) * (\text{Precio spot propano Conway} * 0.42) + (R \text{ gasolina premium 92 octanos}) * (\text{Precio spot premium unleaded Chicago pipeline} * 0.42) + (R \text{ unleaded regular 87 octanos}) * (\text{Precio spot unleaded regular Chicago pipeline} * 0.42) + (R \text{ diesel}) * (\text{Precio spot No. 2 fuel oil Chicago pipeline} * 0.42) + (R \text{ combustóleo}) * \{[(\text{Precio spot No. 6 fuel oil 1\% sulphur New York Harbour barge} - \text{Precio spot No. 6 fuel oil 3.5 \% sulphur New York Harbour barge})/(-2)] * [(\text{Contenido de azufre del corte de combustóleo expresado como porcentaje} * 100) - 3] + (\text{Precio spot No. 6 fuel oil 3.5 \% sulphur New York Harbour barge})\} + (R \text{ asfalto}) * (\text{Precio posted del asfalto} / 6.12) + (R \text{ coque}) (\text{Precio spot del coque} / 5.2) - (C \text{ diluyente para combustóleo}) * (\text{Precio spot No. 2 fuel oil Chicago pipeline} * 0.42) - (C \text{ butano}) * (\text{Precio spot butano Conway} * 0.42) - (C \text{ isobutano}) * (\text{Precio spot isobutano Conway} * 0.42) - (C \text{ combustible, en millones de BTUs}) * (\text{Precio spot del gas natural en Henry Hub} + \text{costo del ducto a Chicago}) - (\text{Costos de operación}) - (C \text{ MTBE}) * (\text{Precio spot del MTBE USGC} / 0.42) - (\text{Costos de transporte del crudo, marítimo y de ductos}) - (\text{Impuestos})$

♦: Promedio de los precios notificados de la región publicados en *Poten & Partners Asphalt Weekly Monitor*

♦♦: *McCloskey's Coal Index*

♦♦♦: *OPIS*

♦♦♦♦: El costo de transporte marítimo se calcula multiplicando el flete para la travesía (Puerto Miranda-Houston, digamos) publicado en *WorldScale*, por el *assessment* (expresado como porcentaje de *WorldScale*) para la "ruta general" en la que cae la travesía (en este caso sería Caribbean-USGC) publicado semanalmente por la agencia John I. Jacobs. Esta operación arroja un costo en dólares por tonelada. Para transformar esta cifra a barriles es necesario dividirla entre un factor de conversión que varía de crudo a crudo (ya que depende de la gravedad específica del crudo). El costo del transporte por ductos se calcula con base en las tarifas para las distintas rutas publicadas por la *Federal Energy Regulatory Commission*.

♦♦♦♦♦: *Oil spill tax, Import duties and Superfund tax*. Los dos últimos sólo se aplican a crudos de importación.

ANEXO 6: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS OPERACIONES DE VENTAS AL DETAL DE GASOLINA DE LAS COMPAÑÍAS PETROLERAS INTEGRADAS MÁS IMPORTANTES DE LOS ESTADOS UNIDOS

Tabla 98.1: Total de gasolineras de empresas petroleras seleccionadas de Estados Unidos (1978-1994)

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
AMOCO	22,402	21,251	21,316	20,761	17,765	17,800	15,652	15,077	12,737	11,291	10,266	9,909	9,802	9,679	9,608	9,370
ARCO	4,487	4,312	4,232	4,122	5,260	4,363	3,886	3,748	3,737	3,778	3,673	3,699	3,541	3,626	3,635	3,605
BP *	ND	4,410	4,379	4,765	4,200	2,100	4,560	7,930	7,622	7,716	7,413	7,413	7,531	7,456	7,244	6,800
CHEVRON **	14,555	13,965	13,369	12,748	12,483	12,111	10,618	10,045	13,879	12,926	11,969	10,802	9,866	9,262	8,886	8,525
CITGO ***	5,302	5,178	5,105	5,054	4,727	3,915	3,599	4,375	7,236	7,453	7,457	7,657	6,734	11,170	11,178	12,561
CONOCO	5,486	4,341	4,747	4,485	4,702	5,091	4,800	4,276	4,467	5,318	4,443	4,715	4,715	4,612	4,420	4,747
EXXON	23,807	23,672	22,886	20,585	19,110	18,707	18,139	17,427	14,448	13,451	12,456	12,091	11,673	10,376	11,600	9,450
HWATHON	2,097	1,851	2,051	2,046	2,209	2,210	2,239	2,761	2,795	2,668	2,567	2,516	2,192	2,119	2,170	2,331
MOBIL	18,641	17,749	17,425	16,564	16,216	15,403	13,862	13,310	12,610	11,795	11,074	9,486	9,001	9,968	8,577	8,236
PHILLIPS	10,998	10,080	10,669	12,327	12,035	11,827	9,705	10,505	10,663	10,731	9,757	8,656	7,907	7,474	7,171	7,649
SHIEL	16,985	17,137	16,577	13,665	12,282	12,147	11,010	11,120	11,133	10,747	10,447	9,763	9,389	8,795	8,536	8,533
SON	ND	10,784	9,433	8,361	7,866	6,808	6,425	5,830	5,966	5,413	7,058	6,645	6,019	5,254	5,389	4,442
TEXACO ****	27,324	25,631	24,382	22,490	18,692	18,718	19,558	18,718	18,769	17,663	15,789	16,890	15,111	13,587	14,004	14,151
UNOCAL*****	12,374	12,197	12,316	12,529	12,669	11,221	10,365	10,763	10,633	10,417	10,726	11,000	10,500	9,300	4,198	4,072

ND- No disponible

*Standard of Ohio hasta 1986 ** Hasta 1984 no incluye a Gulf

*** Incluye Southland a partir de 1985 **** Incluye Star Enterprise desde 1989

***** Incluye Uno-Van a partir de 1990

Fuente: AHWB, 1979-1995

TABLA TA6.2: Ventas totales de gasolina de empresas petroleras seleccionadas de Estados Unidos, 1986-1994 (Miles de galones)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Amoco	8.017.590	7.986.930	8.078.910	8.385.510	8.523.480	8.748.090	8.891.000	9.152.000
ARCO *	5.028.210	5.181.540	5.295.950	5.418.590	5.541.230	5.591.700	5.691.000	5.871.000
BP **	5.451.348	6.147.330	5.963.370	6.622.560	6.852.510	6.852.510	7.800.000	7.555.000
Chevron	9.160.020	9.213.330	9.427.950	9.565.520	9.565.920	9.688.560	9.903.000	9.995.000
Citgo	5.058.900	4.920.930	5.181.540	5.120.220	6.290.970	7.724.755	8.694.000	9.380.000
Conoco	2.989.350	3.280.620	3.525.900	3.897.370	3.020.010	3.004.700	2.989.000	3.173.000
Exxon	8.416.170	8.278.200	8.692.110	8.922.060	8.968.050	9.903.180	9.719.000	9.433.000
Marathon	4.399.710	4.614.330	4.767.630	5.764.080	6.040.020	6.147.300	6.163.000	6.408.000
Mobil	7.327.740	7.894.950	8.308.860	8.492.820	7.986.930	8.186.220	8.799.000	9.535.000
Phillips	3.755.190	3.924.480	4.215.750	4.264.410	4.031.790	4.093.100	4.170.000	4.660.000
Shell	9.504.600	10.623.690	19.593.030	10.117.800	10.163.790	9.749.880	9.137.000	9.781.000
Sun	4.415.040	4.614.330	4.307.730	5.104.890	4.813.620	4.809.020	4.812.000	4.297.000
Texaco ***	8.738.100	8.630.790	8.339.520	8.630.790	8.983.380	9.252.881	9.566.000	9.246.000
Unocal ****	3.985.800	4.246.410	4.660.320	4.752.300	4.000.000	4.100.000	3.603.000	2.974.000

* Incluye Lyondell hasta 1987 ** Standard of Ohio hasta 1986

*** Incluye Star Enterprise **** Incluye Uno-Ven

Fuente: NPNFB, 1987-1994

5. CONCLUSIONES: LOS MOTIVOS POLÍTICOS DE LA INTERNACIONALIZACIÓN

"All my means are sane, my motive and object are mad"

Herman Melville. *Moby Dick*

En una de las escasas intervenciones sensatas por parte de un *insider* en el debate en torno a la reintegración de la industria petrolera, Silvan Robinson (1989a, p. 73) hizo las siguientes recomendaciones a las paraestatales petroleras que, o bien habían adquirido refinerías en países de la OECD, o bien estaban considerando comprar alguna. Según Robinson, estas empresas:

- a) no debían sucumbir a la tentación de comprar una refinería que no fuera rentable;
- b) no debían aceptar que el crudo suministrado a la refinería les redujera un *netback* artificialmente bajo, aunque sólo así pudieran justificar la compra de la planta;
- c) no debían aceptar tasas internas de retorno para el capital empleado en estas refinerías que fueran inferiores a las que los mercados financieros internacionales determinarían para inversiones de esta índole y, finalmente,
- d) no debían adquirir estas instalaciones con la idea de procesar crudo a ultranza en ellas (en otras palabras, debían estar dispuestas a recortar las corridas de sus plantas marginales cuando las condiciones de mercado así lo dictaran).

Como se puede apreciar, lo único que Robinson pedía era que estas empresas fijaran sus precios de transferencia y sus lineamientos para la evaluación de la rentabilidad del capital con base en criterios estrictamente comerciales. Desafortunadamente, la mayoría de las grandes paraestatales petroleras que se han integrado internacionalmente han preferido ignorar estos sensatos consejos (PEMEX parece ser la única que se ha atenido a criterios estrictos de rentabilidad económica¹ para justificar sus inversiones en instalaciones de refinación en el extranjero²). Ninguna de ellas, sin embargo, ha transgredido los "mandamientos" de Robinson con tanta alacritud, y en tan grave desmedro de los intereses económicos de su "accionista", como lo ha hecho PdVSA a partir de 1983. El propósito de este capítulo es explicar por qué ha sucedido así.

Para poder aclarar esta cuestión, antes que nada es necesario reconocer que no es posible explicar las particularidades del programa de internacionalización sin tomar en cuenta a todos los demás componentes de la política comercial de PdVSA. Como dice Giandomenico Majone (1989, p. 158), "es prácticamente imposible estudiar el desarrollo de [ciertas] políticas públicas en aislamiento", porque hasta la más detallada descripción de la estructura interna y función de una política dada pasará por alto algunas de las conexiones que esta política tiene con otras políticas, las cuales constriñen o modifican el ámbito de acción de la primera. Aunque Majone dice que "esto no quiere decir que uno deba o pueda tomar todas las posibles interrelaciones [*sic.*] en cuenta [ya que es obvio que] algunos vínculos e intersecciones son más relevantes a una política particular que otros" (*ibid.*), también advierte que hay políticas que están a tal grado imbricadas estructuralmente entre sí que "no se pueden hacer descripciones útiles o afirmaciones analíticas acerca de una de ellas sin tomar en cuenta a

los demás elementos del conjunto", por la sencilla razón de que "las consecuencias que se derivan de una política pueden interferir con el funcionamiento de otras" (*ibid.*, p. 159). Cada uno de estos agregados estructurados de políticas interdependientes (pero no necesariamente coherentes) constituye lo que Majone llama un *policy space*.³ La política comercial de PdVSA parece responder muy bien a la descripción de Majone. Si se le observa al detalle, se puede constatar que está compuesta por elementos muy diversos (entre ellos el programa de internacionalización), cada uno de los cuales tiene una considerable incidencia sobre los alcances y la efectividad de todas las demás. Los venezolanos mismos reconocen que su política comercial, más que un ente homogéneo, es un agregado de distintas sub-políticas (para llamarlas de alguna manera):

la internacionalización es un elemento importante, pero no el único dentro de la política de comercialización de hidrocarburos de Venezuela. Para implantar su estrategia comercial . . . PdVSA maneja una variedad de opciones: contratos tradicionales de venta, política adecuada de precios [*sic.*], inversión adicional en refinación en Venezuela, acuerdos de suministro a largo plazo . . . (CEPET, 1989, v. II, p. 176).

Ahora bien, la interacción de los elementos que constituyen este *policy space* tan importante ha dado lugar a una contradicción que constituye la clave para descifrar el misterio de la internacionalización: a saber, el que PdVSA - una compañía que supuestamente anhela la seguridad volumétrica sobre cualquier cosa - reduce sus posibilidades de alcanzar esta meta porque insiste en vender su crudo mediante mecanismos comerciales que provocan volatilidad, oportunismo de las contrapartes y, en última instancia, se traducen en una mayor incertidumbre. Pues bien, mi conclusión a este respecto es que los directivos de PdVSA en realidad nunca han aspirado a la seguridad volumétrica a ultranza pero que, conscientes del enorme atractivo que esta idea tiene en principio para un gobierno como el venezolano, la han convertido - cuando menos nominalmente - en el piedra angular de la política comercial de PdVSA (el *policy space* que mayor incidencia tiene sobre los ingresos petroleros del gobierno). Con esto, los directivos de la empresa han conseguido su verdadero objetivo: una mayor protección en contra de lo que propios y extraños consideran como la mayor amenaza para la salud futura de la industria petrolera venezolana: "el voraz apetito del gobierno por los ingresos petroleros" (*PON*, nov. 20, 1991, p. 5). La principal conclusión de este trabajo, entonces, es que la internacionalización es un medio por el cual PdVSA ha extraído de Venezuela una gran cantidad de capital (a través de la transferencia de crudo a sus filiales en el exterior a precios artificialmente bajos), para ponerlo a salvo del gobierno mediante el recurso de convertirlo en activos fijos (como refinerías, ductos o gasolineras), los cuales no son susceptibles de "confiscación" de parte del gobierno porque no son nada fáciles de vender.

A continuación, ofreceré una reconstrucción de los eventos e intercambios políticos⁴ que, a mi parecer, han dado forma a la internacionalización y han determinado su evolución. Quiero aclarar que esta reconstrucción está basada en conjeturas ya que, por un lado, los principales participantes en los debates que antecedieron a la introducción formal de

la política de internacionalización nunca han hecho públicos los argumentos que se presentaron en ellos y, por el otro, tampoco se conocen las negociaciones que al respecto han tenido lugar en el seno de la cúpula política venezolana desde 1983, y que han determinado el curso que ha seguido el programa. Pero no por ello ha de concluirse que este capítulo no es más que un compendio de especulaciones fantasiosas, sin fundamento fáctico alguno. La escasa evidencia disponible indica que la explicación que se ofrece a continuación en torno a la verdadera naturaleza y funcionamiento de la internacionalización es la única que reconcilia las muchas antinomias de la política comercial venezolana.

5.1 El gobierno venezolano y la autonomía gerencial y financiera de PdVSA

En una evaluación del desempeño de PdVSA tras sus primeros 18 años de gestión empresarial, Bernard Mommer ha reprochado a la compañía el no haber podido replicar sus múltiples y reconocidos éxitos operativos en el plano político:

PdVSA no ha podido crear y definir un ambiente económico e institucional viable; o sea, tomar las distancias necesarias frente al estado rentista y desarrollar nuevos vínculos con el sector no petrolero. No hay legislación adecuada para definir la contribución fiscal de PdVSA y, por lo tanto, sus ganancias. [Es por esto que] la compañía ha sido forzada a endeudarse para mantener su producción de crudo[; es por esto que] sufre graves pérdidas . . . en el mercado doméstico" (1994, p. 36).

Este veredicto es severo, pero para nada inexacto: los fuertes enfrentamientos que se han producido entre diversos ministros de Energía y presidentes de PdVSA desde 1976 son testimonio de ello. En descarga de PdVSA, sin embargo, hay que decir que la compañía venezolana no ha sido la única paraestatal petrolera que ha encontrado dificultades para establecer un *modus vivendi* razonable con el gobierno de su país. Este problema, en mayor o menor grado, ha afectado a todas las paraestatales petroleras del mundo⁵, y siempre ha sido particularmente agudo en los casos de las compañías que exportan grandes volúmenes de crudo.⁶ Y es que, para que las relaciones entre el gobierno y la compañía petrolera estatal de un país exportador sean cordiales y conducentes a un grado razonable de autonomía empresarial para la empresa, es necesario que exista un marco institucional que, por un lado, garantice "el desarrollo del sector petrolero a través del reconocimiento de la legitimidad de las ganancias más allá de la renta de la tierra" y que, por el otro lado, establezca "la legitimidad de la renta de la tierra", para que la compañía no caiga en la tentación de minimizarla (Mommer, 1994, p. 35). Desafortunadamente, la gran mayoría de las paraestatales superavitarias en crudo (PdVSA incluida) nunca han podido disfrutar de un marco institucional así, porque las necesidades financieras de corto plazo de sus respectivos gobiernos han provocado que estos últimos hayan olvidado frecuentemente su obligación de ser garantes de la salud de la industria petrolera. Como ha lamentado Arturo Uslar Pietri, "la verdad escueta y brutal es que un estado quebrado no puede gerenciar debidamente una empresa económica próspera [porque] la tentación de utilizarla hasta el extremo como fuente de recursos para el gasto público es inconcebible [*sic.*]" (Sosa Pietri, 1993, p. 14).⁷

PdVSA no es una de las afortunadas paraestatales (como Statoil) que disfrutaron de cierta autonomía frente al gobierno de su país, pero esta situación ciertamente no es culpa del contenido de la ley de nacionalización de la industria petrolera venezolana (la que rige las relaciones entre PdVSA y el gobierno central venezolano).⁸ Todo aquél que consulte esta ley puede constatar que quienes la redactaron dieron una enorme importancia a la necesidad de constituir una "administración petrolera nacional tan separada y distinta de la administración pública como fuera posible" (Brewer-Carías, 1981, p. 359).⁹ No cabe duda que la ley fue diseñada para asegurar que los "entes de propiedad exclusiva del Estado", con la facultad de ejercer una o más de las actividades petroleras reservadas, pudieran desempeñar sus funciones con un mínimo de interferencia gubernamental. Esta voluntad se aprecia con particular claridad en tres rubros claves: el régimen de derecho aplicable a estos entes¹⁰, el régimen de derecho laboral aplicable a su personal¹¹ y, finalmente, el mecanismo de financiamiento escogido para la industria nacionalizada.¹²

En los círculos petroleros venezolanos se ha dicho que estas disposiciones fueron un reflejo del ferviente deseo de todos los sectores de la sociedad venezolana por evitar los excesos asociados con "empresas petroleras politizadas" (léase PEMEX¹³). Pero si bien es cierto que en Venezuela el nombre de PEMEX siempre ha sido sinónimo de corrupción e ineficiencia, la verdad es que el contenido de la ley de Reserva tiene que verse más bien como el resultado de un proceso de consulta en el cual la opinión de los empleados venezolanos de las transnacionales petroleras recibió un peso desproporcionado.¹⁴ Esto se debió a que el gobierno de Carlos Andrés Pérez comprendió que el apoyo - tácito o expreso - de quienes eran los únicos que estaban en condiciones de asegurar la continuidad en las operaciones de la industria petrolera era un requisito *sine qua non* para una nacionalización sin problemas.¹⁵ De esta manera, a pesar de que existía un considerable disenso respecto a la forma deseable de organización de la industria nacionalizada¹⁶, el reporte final de la comisión de la reversión petrolera - que habría de convertirse en el anteproyecto de la ley de Reserva - adoptó todas las recomendaciones que el *lobby* de los trabajadores y administradores petroleros (AGROPET) hiciera en torno a este asunto, con una notable excepción: que el ministro de Energía y Minas no fuera el presidente del consejo de la nueva paraestatal, como había sido el caso con la CVP (Coronel, 1983, p. 58). En palabras de un crítico del modelo venezolano de nacionalización, los "compromisos adoptados con las empresas petroleras [redujeron] al mínimo la alteración debida al cambio de dueño", y dejaron intacta "la forma de funcionamiento impuesta antes [de la nacionalización] por las empresas privadas" (Novoa Monreal, 1981, p. 313).

Ahora bien, no cabe duda que el deseo de Carlos Andrés Pérez de tener una transición tranquila a un régimen estatal de propiedad para la industria petrolera propició una situación de intercambio político en la cual los directivos venezolanos de las transnacionales (imbuidos de un fuerte *esprit de corps*) concedieron su apoyo al gobierno, a cambio de una ley que estableciera claramente que a la industria nacionalizada se le permitiría operar con

bastante autonomía.¹⁷ Sin embargo, la necesidad de consenso de Pérez no era tan apremiante como para que éste consintiera que se marginara por completo al ministerio de Energía y Minas del proceso de toma de decisiones en materia petrolera, o que se aplicara PdVSA un sistema impositivo distinto de aquél que había regido las operaciones de los ex-concesionarios.¹⁸ De esta forma, en palabras de Uslar Pietri, "se mantuvo intacto todo el aparato de vigilancia, intervención y control que se había levantado frente [a las compañías extranjeras], para crear de este modo un absurda situación de bicefalia por la que la industria nacionalizada, que es propiedad total del estado, es considerada en buena parte en la misma forma en que lo fue por necesidad de circunstancias la industria extranjera" (Sosa Pietri, 1993, p. 8).¹⁹

Este arreglo funcionó razonablemente bien por espacio de unos cinco años. Durante este tiempo, PdVSA preparó planes para el desarrollo a gran escala del Orinoco, modificó extensamente su sistema de refinación, e instrumentó un ambicioso programa de exploración; el gobierno, por su parte, se dedicó a "sembrar el petróleo"²⁰ con el objetivo declarado de aprovechar los efectos ingreso de los dos *shocks* petroleros - "la mayor transferencia no-violenta de riqueza en la historia de la humanidad" (Schneider, 1983, p. 1) - para transformar a Venezuela en una mediana potencia industrial.²¹ La opinión de Uslar Pietri en el sentido de que esta situación de convivencia pacífica fue posible porque PdVSA era una compañía "próspera y rica, manejada con criterios y normas probadas por muchos años, propiedad de un estado igualmente próspero y rico, lo que permitía un alto grado de autonomía gerencial" (Sosa Pietri, 1993, p. 13) sin duda peca de simplista. Basta leer las memorias de Coronel y Sosa Pietri²² para darse cuenta, en primer lugar, de que las relaciones entre la paraestatal y el ministerio de Energía y Minas siempre fueron tirantes; en segundo lugar, de que las esferas directivas de PdVSA siempre resintieron los altos impuestos con los que se gravaba a la empresa²³ y, en tercer lugar, de que los burócratas del ministerio trataron de erosionar la "autonomía gerencial" de PdVSA siempre que se les presentó la oportunidad. Ahora bien, los celosos guardianes de las autonomías de PdVSA soportaron de buen grado esta situación porque estaban conscientes de que "la supuesta 'independencia' planificadora y financiera de PdVSA" era una ficción "que no podría subsistir" (Quirós, 1993, p. 2). Muchos de los pragmáticos directivos de la paraestatal estaban conscientes, por un lado, de que "PdVSA tenía un solo accionista", y por el otro lado, de que este accionista "dependía de los resultados de PdVSA para, a su vez, administrar el país" (*ibid.*). Por lo mismo, comprendieron que "no [podía] esperarse que en todos los casos el accionista [delegara] siempre y totalmente, en la gerencia profesional la responsabilidad del negocio", ni tampoco que el accionista "no tuviera ningún interés en "el monto de las inversiones, el volumen de producción, las asociaciones externas y el nivel de endeudamiento de su empresa", ya que esto equivaldría a "[delegar] totalmente en la tecnocracia petrolera la política económica del país" (*ibid.*). Pero si bien es cierto que los cuadros gerenciales de la paraestatal estaban resignados a tolerar cierto grado de interferencia ministerial en algunos de sus asuntos internos, no cabe ninguna duda de

que también dieron por un hecho que el gobierno mantendría sus distancias respecto a PdVSA en tres rubros clave: la operación diaria de la industria, las políticas de personal (remuneración, promoción, etc.) de PdVSA y la utilización de los fondos que, de acuerdo a la ley de Reserva, eran patrimonio exclusivo de PdVSA. En palabras de Quirós, los directivos esperaban que "una vez decididos el presupuesto operativo y de inversiones, una vez decidida la política de producción, de refinación y de comercialización, con sus respectivos rubros presupuestarios, una vez decidida la política de asociaciones y de endeudamiento, el rol del sector político [se limitaría] a revisar, vía la asamblea de accionistas, los resultados operativos y financieros de PdVSA" (*ibid.*). Asimismo, exigían que el ministro no confundiera "su rol de presidente de la asamblea de accionistas con el rol de presidente de PdVSA" y de que se abstuviera de constantemente "estar pidiéndole cuentas a los directores de PdVSA, como si fuera el presidente de la empresa" (*ibid.*).

5.2 Génesis de la internacionalización: la crisis fiscal del estado venezolano y la erosión de la autonomía empresarial de PdVSA

A partir de 1980, el ministro de Energía y Minas Humberto Calderón Berti - en un afán de hacerse de una base de poder que le permitiera aspirar en el futuro a la presidencia de Venezuela - comenzó a ignorar sistemáticamente todas las reglas no escritas que hasta entonces habían regido la interacción entre la paraestatal y el ministerio.²⁴ Naturalmente, esto trajo consigo un aumento sensible en las fricciones de los dirigentes de PdVSA con el personal del ministerio.²⁵ Sin embargo, sería una exageración decir que, hacia finales de 1981, los lazos PdVSA-MEM estaban luidos más allá de toda reparación. De hecho, es muy posible que, si el ministro Calderón hubiera adoptado una actitud más conciliadora, los dirigentes de la paraestatal se habrían olvidado de los incidentes que llevaron al deterioro de sus relaciones con el gobierno. Pero en lugar de hacer esto, Calderón Berti colaboró de buen grado para que el presidente Luis Herrera Campíns se saliera con la suya en dos arbitrariedades que tuvieron consecuencias catastróficas para PdVSA: la confiscación del fondo de inversión de la compañía (con un valor superior a los 5.000 millones de dólares) y el rescate del corrupto Banco Obrero mediante la aplicación de un empréstito forzoso a PdVSA. Los detalles de estos dos sucesos son harto conocidos²⁶, por lo que no abundaré más en ellos. Para los propósitos de este trabajo basta con decir que, por un lado, provocaron el descrédito absoluto tanto del ministerio de Energía y Minas como del ejecutivo venezolano a ojos de la dirigencia de PdVSA y que, por el

otro, sumieron al personal de la compañía en un estado de abatimiento e incertidumbre. Como decía una editorial en *El Diario de Caracas*:

en el corto espacio de 3 meses, el gobierno arrebató a la industria los fondos que ésta había generado²⁷ y . . . tomó 7, 500 millones de bolívares [1, 800 millones de dólares] que estaban destinados a proyectos petroleros para rescatar al Banco Obrero y para cubrir los déficits en el presupuesto nacional. [Ahora ya] no hay ninguna garantía para PdVSA de que el gobierno no demandará, mañana, otro "préstamo" de 7 mil millones de bolívares, respaldado por deuda pública tan "sólida" y "deseable" que nadie la querrá ni regalada . . . Dentro de la industria petrolera, en la mente de decenas de miles de sus empleados, las dudas fundamentales son: ¿qué pasará mañana?, ¿para qué nos debemos preparar?, ¿cómo podemos hacer que siga adelante la industria? . . . En un solo acto, [el gobierno] destruyó el acuerdo político, el acuerdo nacional que protegía a la industria petrolera del destino de otras empresas estatales; [el gobierno] olvidó la letra y el espíritu de esos acuerdos (citado por Coronel, 1983, p. 229).

Quien hubiera leído estas líneas cuando fueron escritas habría pensado que la convivencia entre PdVSA y el ministerio de Energía nunca volvería a ser fácil. Y, en efecto, así ha sucedido: a pesar de los paliativos que han ofrecido a PdVSA algunos de los sucesores de Herrera, las relaciones entre la paraestatal y el ministerio de Energía a partir de 1982 siempre han sido tensas.²⁸

La principal razón por la cual la dirigencia de PdVSA nunca ha perdonado al ministerio de Energía (y al ejecutivo venezolano en general) por la catástrofe de 1982 es que, como dice Palma, "esta transferencia de divisas . . . [dio fin a] las posibilidades de mantener la condición de autofinanciamiento de la industria petrolera nacionalizada" (1985, p. 21). Esta situación, aparentemente incomprensible en vista de los enormes flujos de efectivo generados por las actividades petroleras en Venezuela, se explica en parte por el régimen impositivo que ha tenido que soportar PdVSA desde su nacimiento - basado en un sistema de precios de referencia que ha llegado a elevar la tasa real de gravamen de la paraestatal por encima del 80 por ciento²⁹ - pero también por la política de subsidios para combustibles que ha perseguido siempre el gobierno venezolano (y que ha provocado enormes pérdidas en las operaciones domésticas de PdVSA³⁰).

Cuando se produjo la confiscación del fondo de inversiones de PdVSA, los dirigentes de la empresa concluyeron - correctamente - que la mengua en la independencia financiera "[asimilaría] a PdVSA al desorden general de la administración pública" (Sosa Pietri, 1993, p. 76), con lo cual los proyectos de la compañía acabarían por ser sacrificados en el altar de "las prioridades del estado" (*ibid.*).³¹ Aunque algunos funcionarios del BCV y del ministerio de Hacienda declararon que PdVSA sería compensada por la confiscación del fondo mediante una reducción de impuestos (*PON*, sep. 30, 1982, p. 1), los dirigentes de la paraestatal no se hicieron ninguna ilusión a este respecto; después de todo, ellos mismos habían tratado de convencer al gobierno de que se descontinuaran los subsidios y se le redujeran los impuestos en innumerables ocasiones en el pasado, pero todos sus esfuerzos habían sido en vano, a pesar de que la salud financiera del gobierno venezolano era buena. Resulta totalmente

lógico, entonces, que se cuestionaran qué posibilidades de éxito podrían tener en un momento en que el gobierno venezolano era presa de una crisis fiscal sin precedentes en la historia del país.

La situación de vulnerabilidad de la industria petrolera venezolana debe haber resultado particularmente chocante para los dirigentes de PdVSA ya que no era el producto de ineptitud gerencial de su parte, y más bien era una consecuencia de una estrategia de desarrollo económico mal concebida - y peor ejecutada - por los gobiernos de Pérez y Herrera Campíns. El objetivo de esta estrategia, hay que decirlo, era sensato, cuando menos en apariencia: que el gobierno usara las rentas generadas por la extracción de petróleo para fomentar actividades sustentadas en factores reproducibles de producción, para hacer de estas actividades la principal fuente de riqueza del país. Desafortunadamente, esta concepción desarrollista estaba muy expuesta al riesgo de que el gasto público se canalizara hacia sumideros sin fondo, debido a la ausencia de señales de mercado que indicaran al gobierno cuáles de las "milpas" de las que se componía la economía del país eran las que debían irrigarse (Hirschman 1981, p. 69). No obstante esto, entre 1976 y 1982, muchos países petroleros - México y Venezuela entre ellos - emprendieron grandes proyectos industriales de transformación intensivos en energía³², bajo el supuesto de que podrían aprovechar el bajo costo de sus insumos energéticos para compensar sus considerables desventajas en términos de sus altos costos de construcción y de servicio de deuda, así como su distancia de los principales mercados de exportación para este tipo de productos. Desafortunadamente para ellos, la caída en los precios de estos productos y el abaratamiento de la energía a partir de 1982 revelaron lo enclenques que eran los fundamentos económicos de estos proyectos.

Como ha señalado Richard Auty, todos estos proyectos de industria de transformación intensiva en energía (ITIE) se justificaron con el argumento de que serían muy atractivos porque capturarían una fuerte proporción de la considerable renta implícita en sus insumos energéticos baratos y servirían de motor para el resto de la economía (1988, p. 230).³³ En la práctica, sin embargo, las tasas de rentabilidad de estos proyectos resultaron ser extremadamente negativas (o, en los mejores casos, marginales), por las siguientes razones:

a) La magnitud real de las rentas capturables fue mucho menor a la estimada, en parte porque los precios de la energía no aumentaron de acuerdo a las proyecciones y en parte porque los precios de productos intensivos en energía cayeron.³⁴ De hecho, las exportaciones de productos intensivos en energía (PIE) desplazaron crudo importado en los mercados energéticos de los países desarrollados³⁵, y esto contribuyó en algo al debilitamiento del mercado mundial de crudo durante la primera mitad de la década de los años ochenta (y por consiguiente, a la reducción de las rentas capturables). Con la caída de los precios reales de la energía, además, se evaporó la supuesta competitividad de muchos proyectos de ITIE.

- b) Los estimados de demanda de PIE se basaron en proyecciones de crecimiento global demasiado optimistas. Esto se tradujo en un exceso de oferta en los mercados de exportación para estos productos, lo cual a su vez provocó que los precios de estos productos pasaran a ser determinados por los costos variables de productores con plantas ya depreciadas, y no por los costos marginales de las - fuertemente endeudadas- plantas nuevas.³⁶ De esta manera, la competitividad internacional de las nuevas plantas quedó muy comprometida (y en muchas ocasiones se redujo aún más por la imposición de tarifas de importación en los países adonde se dirigían las exportaciones). Por si esto fuera poco, con la caída de los precios internacionales del crudo a partir de 1981, los mercados para estos productos en los países con proyectos de ITIE se contrajeron fuertemente. De esta forma, estos proyectos no pudieron recurrir a las ventas domésticas para utilizar una proporción razonable de su capacidad instalada, con lo cual sus costos unitarios se incrementaron aún más.³⁷
- c) Los costos reales de los proyectos de ITIE rebasaron a los costos estimados por un gran margen.³⁸
- d) Quienes planearon los proyectos de ITIE asumieron que los altos precios del petróleo generarían enormes excedentes que serían difíciles de reciclar en el sistema financiero internacional, y que esto forzaría a las tasas reales de interés a mantenerse en niveles muy bajos (incluso negativos). En la práctica, nada de esto sucedió, y para 1980, las tasas reales de interés se habían vuelto fuertemente positivas, con el consecuente incremento en los costos de servicio de la enorme deuda de estos proyectos (la razón deuda/capital social de la mayoría de ellos era muy superior al 50 por ciento³⁹).
- e) Muchos países desperdiciaron sus ventajas comparativas a través de la administración ineficiente de sus plantas, o del exceso de personal en las mismas. Además, frecuentemente se subestimaron los costos por concepto de fletes. Por último, la pendiente de la curva de aprendizaje de la mayoría de estos proyectos fue muy escarpada.⁴⁰
- f) Muchos países también sucumbieron a la tentación ya fuera de buscar "economías de escala dinámicas . . . a través de una secuencia de inversiones complementarias diseñadas para mejorar la tasa interna de retomo de la inversión total" (*ibid.*, p. 356) o bien de emprender más de un mega-proyecto a la vez. Generalmente, esto fue suficiente para abrumar la de por sí limitada capacidad de ejecución de estos países, con lo cual los proyectos de ITIE terminaron por convertirse en sumideros en donde se evaporaban alambantes (y siempre crecientes) cantidades de dinero.

Pero si bien es cierto que todos estos factores ocasionaron que el desempeño de la ITIE en estos países fuera, en general, muy pobre, no cabe duda tampoco de que los esfuerzos de industrialización de algunos países petroleros fracasaron más estrepitosamente que los de otros. El líder absoluto en este desagradable departamento sin duda fue Nigeria, pero - y esto es de gran relevancia para este estudio - Venezuela siguió muy de cerca al país africano. Como señala Auty (1989), estos dos países ignoraron todas las opciones que posiblemente hubieran servido para reducir el riesgo de sus estrategias de ITIE. En primer lugar, sus inversiones en ITIE fueron excesivas (en relación a su PIB), y se concentraron en un sólo sector: el de los metales industriales.⁴¹ En segundo lugar, decidieron acometer la ejecución de varios mega-proyectos a la vez, sin recurrir a la ayuda de socios de países desarrollados que pudieran haber contribuido con su *know-how* y su acceso a mercados de exportación.⁴² Finalmente, emprendieron estos proyectos en un momento en que los sectores no petroleros de sus economías estaban sufriendo manifestaciones muy agudas de la "enfermedad holandesa"⁴³, con lo cual la salud de su economía industrial pasó a depender de la posibilidad de que tanto la

ejecución de estos proyectos fuera perfecta y su desempeño cumpliera con todas las expectativas. Desafortunadamente, ninguna de estas dos cosas sucedió.

Hacia finales de la década de los años setenta, entonces, la economía venezolana comenzó a dar señales inequívocas de las graves repercusiones negativas que había tenido la estrategia de industrialización venezolana. Como dice Novoa Monreal (1981, p. 240), "la carrera desenfrenada de los gastos corrientes y de los compromisos fundamentales de inversión en obras básicas de grandes dimensiones" sumieron al sector público venezolano en una situación de déficit crónico, que ni siquiera los altos precios del petróleo podían aliviar. Para 1982, año en que se produjo la primera caída fuerte en el precio del petróleo desde 1973, "la economía venezolana era un tercio más pequeña de lo que hubiera sido si su expansión hubiera continuado con la tendencia de antes de 1973. . . El cuadro general que emerge es de un fracaso dramático en medio de las condiciones más favorables. Nada parece haberse ganado de las dos bonanzas en términos del producto interno bruto no petrolero entre 1973 y 1982" (Gelb *et. al.*, 1988, p. 321-322).

La opinión de los petroleros venezolanos respecto a la estrategia de industrialización venezolana debe haber sido tan desfavorable como la de Bigler y Viloria: "el enorme y amorfó complejo de [paraestatales] que no rendían cuentas y no se encontraban bajo el control de nadie . . . empujó la prosperidad de la nación" (1984, p. 186). Por ejemplo, en un artículo publicado en 1993, Alberto Quirós (ex-presidente de Maraven) escribió que, en su opinión, "la razón mayor del empobrecimiento de nuestra sociedad" entre 1974 y 1983 fue el deseo de "convertir en exportadores a sectores de nuestra economía que no [tenían] la productividad necesaria para ser competitivos en mercados mundiales" (p. 2).⁴⁴ Ahora bien, aunque Quirós no lo haya dicho explícitamente, creo que es razonable asumir que muchos altos funcionarios de PdVSA pensaron que este deseo insensato también estaba detrás del empobrecimiento y consecuente debilitamiento de su compañía. Después de todo, no debe haber sido muy difícil para ellos relacionar las negativas del gobierno venezolano ya fuera de reducir los draconianos impuestos que pesaban sobre la compañía o bien de permitir que ésta cobrara precios de mercado a las otras paraestatales venezolanas⁴⁵, con el alarmante apetito de divisas y subsidios de elefantes blancos como SIDOR, VENALUM y ALCASA, y con el deseo del gobierno de cultivar la buena voluntad de las clases medias venezolanas mediante una generosa política de subsidios (Navarro, 1994, pp. 7-9). Los dirigentes de PdVSA se deben haber dado cuenta de la conexión entre ambas cosas y, además, deben haber llegado a la conclusión de que el pacto político de tonos hobbesianos ("protección a cambio de obediencia") que había servido de marco para las relaciones entre la paraestatal y el gobierno venezolano desde 1976 ya no valía para nada, porque un gobierno quebrado no tendría ningún incentivo para respetarlo. Las raíces del programa de internacionalización se remontan al desmoronamiento de este pacto político y no, como mantiene PdVSA, a "la presencia [durante

1981] de signos que presagiaban que a corto plazo se presentaría una situación de deterioro del mercado" (CEPET, 1989, v. II, p. 176).

5.3 La internacionalización y la modificación del marco informal de convivencia de PdVSA y el gobierno venezolano

Dice Giandomenico Majone: "a pesar de los sustanciales costos inherentes en la modificación de límites institucionales, los actores [políticos] experimentados siempre han reconocido las ventajas de influir sobre las políticas a través de métodos indirectos", porque saben que, "en lugar de disipar recursos tratando de conseguir resultados favorables poco a poco . . . a menudo es más eficiente utilizar esos recursos para influir a los mecanismos institucionales que producirán corrientes futuras de resultados apreciados" (1989, p. 97).⁴⁶ El programa de internacionalización constituye un excelente ejemplo de este tipo de modificación de mecanismos institucionales. El gran mérito de quienes concibieron el programa radica en la forma brillante en que - en auténtico espíritu weberiano - se valieron de sus superiores conocimientos (del mercado petrolero y la industria en general) para convencer al gobierno venezolano de que adoptara un programa que, en última instancia, ha servido para alterar los términos de las relaciones políticas MEM-PdVSA en favor de la paraestatal. Como se verá a continuación, el programa de internacionalización ha sido un instrumento que ha permitido que los directivos de PdVSA mitiguen los efectos negativos del mecanismo fiscal con que el gobierno grava las actividades petroleras y resguarden el patrimonio de PdVSA de una posible confiscación, sin que por ello hayan tenido que asumir una actitud de abierta rebelión frente a quienes, en teoría al menos, son sus "amos": el ejecutivo venezolano y sus dependencias (el ministerio de Hacienda, CORDIPLAN, el Banco Central de Venezuela y el ministerio de Energía y Minas).

Los graves sucesos de 1981-82 dieron a PdVSA una dolorosa lección acerca de la inconveniencia de su obligación legal de "acatar las disposiciones que dicte el Ejecutivo nacional". Y, aunque ni el presidente Herrera Campíns ni su gabinete dieron muestra alguna de contrición por sus excesos, los funcionarios petroleros venezolanos pronto deben haberse percatado de que, por un lado, antagonizar en exceso al gobierno no los llevaría a ninguna parte y que, por el otro, estarían en una mejor posición para defender los intereses de la industria si pudieran establecer un nuevo acuerdo informal de intercambio político con el gobierno. La dirigencia de PdVSA también debe haber estado consciente de que, en el futuro:

- a) cualquier acumulación significativa de activos líquidos "robustos" (divisas extranjeras y valores o títulos extranjeros) por parte de PdVSA probablemente despertaría la codicia del gobierno;
- b) la probabilidad de que el gobierno venezolano continuara sangrando a la industria petrolera para apuntalar a la ITIE y para subsidiar los precios de los combustibles seguiría siendo alta (independientemente de cuál de los dos partidos políticos dominantes del país se encontrara en el poder⁴⁷);

c) la probabilidad de que PdVSA pudiera oponerse *directamente* a esta sangría sería limitada, en parte porque su poder de regateo *vis-à-vis* el gobierno se había reducido marcadamente (las dificultades financieras del gobierno hicieron que la estrategia petrolera de éste pasara a ser dominada por consideraciones de muy corto plazo, con lo cual la deslealtad potencial de la dirigencia de PdVSA perdió casi todo su valor de intercambio⁴⁸ frente a un gobierno que tenía problemas mucho más serios e inmediatos entre manos⁴⁹), pero también porque la compañía carecía de una base de apoyo sólida, tanto en la sociedad como en el seno del sistema político de Venezuela⁵⁰; y

d) la resistencia activa por parte de los dirigentes de PdVSA a los mandatos del gobierno sería en extremo riesgosa, porque podría llevar a que el gobierno intentara borrar la barrera entre la empresa y el ministerio de energía mediante la "colonización" de los cuadros administrativos de la primera con políticos de carrera.⁵¹

La posición negociadora de PdVSA *vis-à-vis* el gobierno venezolano, entonces, no era precisamente ideal. Sin embargo, los dirigentes de la compañía estaban en posesión de un atributo que los hacía indispensables para el gobierno venezolano: un conocimiento de primera mano del mercado del cual éste dependía para su sustento. Ahora bien, el deterioro simultáneo de las finanzas del gobierno venezolano y del mercado petrolero permitió a los funcionarios petroleros venezolanos identificar un bien político que tenía un considerable valor de intercambio para el gobierno: la seguridad en la colocación de crudo. Estos funcionarios aprovecharon esta coyuntura para diseñar un paquete - el programa de internacionalización - que combinaba este bien político con otros bienes subsidiarios - como la derrama tecnológica, y la posibilidad de que los socios de PdVSA participaran en el futuro en el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco - a un costo de oportunidad que prometía ser bajo (uno de los lineamientos que PdVSA estableció desde un principio para el programa fue que se debía procurar "obtener facilidades de financiamiento que permit[ieran] adquirir las acciones de empresas seleccionadas mediante erogaciones iniciales por concepto de inversión *lo más pequeñas posibles*, bajo condiciones que permit[ieran] obtener el resto de la propiedad de las acciones con el producto de *los dividendos y/o el flujo de caja generados [sic.]* de las operaciones de la propia empresa a ser adquirida . . . (CEPET, 1989, v. II, p. 160; cursivas JCB)⁵²).

A continuación, los petroleros venezolanos se las arreglaron para convencer al gobierno de que estaban en posibilidades de entregarle este atractivo paquete en bandeja de plata y, más aún, de que estaban dispuestos a hacerlo sin recibir nada a cambio (como la devolución de sus fondos incautados, la reanudación los proyectos para el desarrollo del Orinoco o la reactivación de los proyecto de remozamiento y expansión de la refinerías de Puerto La Cruz y Punta Cardón, digamos⁵³). Ahora bien, disipar las sospechas de un gobierno patológicamente desconfiado como el de Herrera Campíns, en el sentido de que la compañía pudiera tener motivos ocultos para proponer la adopción de un programa así, no debe haber sido cosa fácil. Por ello, el que PdVSA no haya insistido en un *quid pro quo* de este estilo debe haber hecho mucho para convencer al gobierno de que - en esta ocasión al menos - sus intereses y los de la paraestatal coincidían y que, por ende, la internacionalización era un

programa que merecía la pena adoptarse. En otras palabras, el abandono explícito por parte de PdVSA de la mayoría de los proyectos que la habían puesto en conflicto con el gobierno debe haber facilitado enormemente el tránsito de la primera propuesta de internacionalización a través de los hostiles pasillos del palacio de Miraflores. Como bien dicen Offe y Wiesenthal: "la lógica de la acción colectiva de quien está relativamente privado de poder difiere de la de aquél que es relativamente poderoso por el hecho de que la primera contiene una paradoja ausente en la segunda: la paradoja de que los intereses pueden ser realizados sólo en la medida en que son parcialmente redefinidos" (Offe, 1985, pp. 183-184).

Los responsables del programa de internacionalización también supieron ocultar muy bien lo que realmente les atraía de la idea de poseer refineras en el exterior: el tener santuarios que permitieran a PdVSA aminorar su carga fiscal mediante sus precios de transferencia. En ningún momento aclararon al congreso y al gobierno venezolano que esta seguridad volumétrica se conseguiría a través de descuentos en el precio del crudo. Esto probablemente explica la gran molestia que evidenciaron algunos diputados venezolanos cuando descubrieron que los *netbacks* de los volúmenes que levantaba Ruhr eran apreciablemente menores en comparación con los del resto del volumen venezolano (Evans, 1991, p. 390).

Finalmente, hay que mencionar que las conversaciones Veba-PdVSA en torno a la posibilidad de construir conjuntamente plantas de conversión para los crudos del Orinoco dieron a los petroleros venezolanos la posibilidad de presentar al gobierno una primera propuesta de asociación apenas sus altos mandos comprendieron que era solo una cuestión de tiempo para que el gobierno incautara el fondo de inversión de la empresa.⁵⁴ Esta propuesta estaba completa en todos sus detalles, y sólo necesitaba de la aprobación del presidente para ponerse en marcha. Si bien es cierto que estas los proyectos del Orinoco y el programa de internacionalización no perseguían los mismos objetivos, no cabe duda de que deben haber propiciado el flujo de una buena cantidad de información sin relación con estos proyectos entre ambas compañías. De esta manera, cabe suponer que los ejecutivos de PdVSA estaba al tanto de que las operaciones de refinación de Veba no atravesaban por un buen momento, y también de que la compañía alemana estaba buscando opciones para aumentar la rentabilidad de sus plantas (entre las cuales se contaba la de asociarse con una empresa paraestatal de un país productor). Por ello, cuando estos hombres de pronto se encontraron con que tenían que preparar a marchas forzadas una estrategia que les permitiera protegerse de las depredaciones del gobierno venezolano en el futuro, el nombre de Veba no debe haber tardado gran cosa en acudir a sus mentes. En pocas palabras, PdVSA seleccionó a Veba como su primer socio tan sólo porque la compañía alemana estaba situada en el "lugar adecuado en el momento adecuado". Y hay dos cosas que parecerían demostrar que Veba fue un "blanco de oportunidad" para PdVSA: por un lado, que la configuración de las refineras de Veba no se prestaba para refinar crudos de alto contenido de azufre, como los kuwaitíes o los venezolanos

(PON, ene. 8, 1980, p. 1); por el otro, que PdVSA gradualmente comenzó a sustituir crudo venezolano con crudo Urales en esta refinerías apenas se hubo firmado el convenio (PON, ago. 8, 1983, p. 1).

La forma en que PdVSA empujó al gobierno venezolano a endosar su primer convenio de asociación, entonces, constituye un ejemplo perfecto de la forma en que los políticos sin grandes conocimientos técnicos corren el riesgo de ser "pasajeros en un viaje misterioso dirigido por los altos funcionarios [de la burocracia]" (Rose, 1987, p. 429). Sin embargo, por ningún motivo debe asumirse que la firma del convenio PdVSA-Veba dio inicio a una era de ascendencia de la paraestatal sobre el gobierno, ya que no fue así. Al contrario, PdVSA tuvo que mantenerse a la defensiva, en buena medida porque la hostilidad del gobierno de Herrera no amainó (prueba de ello fue el nombramiento del "enemigo público número uno" de la industria, Calderón Berti, a la presidencia de la empresa⁵⁵). Para fortuna de PdVSA, la derrota de COPEI (el partido al que pertenecían Herrera Campíns y Calderón Berti) en las elecciones para decidir la sucesión presidencial de 1983 dio a la dirigencia de la empresa la oportunidad de normalizar sus relaciones con el gobierno venezolano. El sucesor de Herrera, Jaime Lusinchi, estaba ansioso por despejar algo de la animadversión que su predecesor había sembrado en las filas de la industria, y dio muestras de su buena fe designando a un petrolero de carrera (Brígido Natera) como presidente de PdVSA. Paradójicamente, el ascenso del "amistoso" Lusinchi a la presidencia de la república representó un revés para la internacionalización, ya que el presidente entrante ordenó a Natera que suspendiera el programa. Esta decisión probablemente se tomó para aplacar a los correligionarios del presidente en el congreso venezolano, los cuales habían puesto el grito en el cielo cuando se enteraron de las cláusulas del convenio con Ruhr. Esta controversia - provocada por el gran costo de la alianza con Veba - en última instancia no impidió que PdVSA se embarcara en otras alianzas de mayor envergadura (y costo), pero en su momento constituyó un importante freno a la considerable inercia generada por el primer convenio de asociación (PIW, jun. 3, 1985, p. 3).⁵⁶

Entre 1983 y 1985, el único avance de la internacionalización fue la modesta expansión de Ruhr. El relativo estancamiento del programa en esos años probablemente se debió tanto a la oposición de AD en el congreso como al hecho de que la inseguridad en la colocación de crudo todavía no era un problema grande para los países exportadores (con la importante excepción de Arabia Saudita). Ahora bien, a pesar de la buena disposición inicial del presidente Lusinchi hacia PdVSA, los dirigentes de la paraestatal no asumieron que los motivos que los habían empujado a la internacionalización desaparecerían; por el contrario, todo parece indicar que decidieron que este idilio sería efímero.⁵⁷ Por ello, con todo y que el programa estaba oficialmente en suspenso, continuaron sondeando socios potenciales (véase PdVSA (a), 1985, p. 74; PON, ene. 22, p. 2). Su determinación y perseverancia habrían de

pagar buenos dividendos en 1986, año en que el precio del petróleo sufrió un desplome comparable al que lo sacudió tras el descubrimiento del yacimiento East Texas.

A principios de 1986, las exportaciones venezolanas de crudo se redujeron a menos de un millón de barriles por día, con lo cual, a ojos del gobierno, se revalorizaron tanto la idea de que el tener clientes cautivos incrementaría la seguridad volumétrica de Venezuela como la experiencia comercial de PdVSA. De hecho, la crisis de 1986 colocó a la internacionalización más allá de las diferencias partidistas que habían impedido su progreso y la convirtió en un asunto de vida o muerte para el gobierno venezolano. Como dice Sosa Pietri:

en 1986, las exportaciones están por debajo del millón de barriles diarios, habiendo días sin levantamientos . . . El gobierno nacional está alarmado y tiene sobradas razones para estarlo. Estando las ventas en su punto más bajo, el gobierno devuelve a PdVSA la libertad de establecer precios; también, *la de asegurar mercados y evitar la repetición de situaciones como las vividas en enero [de 1986]. Se reinicia entonces el programa de "internacionalización" (1993, pp. 74-75; cursivas JCB).*⁵⁸

Una entrevista que concediera Arturo Hernández Grisanti (a la sazón ministro de Energía y Minas) a *Plan's* en enero de 1986 indica claramente que la forma en que PdVSA presentó las causas y posibles repercusiones de la crisis de 1986 al ejecutivo venezolano incidió de manera determinante sobre la celeridad con que se volvió a poner en marcha el programa de internacionalización. En aquella ocasión, Hernández declaró: "aquellos de nosotros que tenemos la responsabilidad y la información [provista por PdVSA, desde luego] acerca de las condiciones del mercado estamos conscientes de que, a principios de marzo y abril, la situación puede complicarse aún más . . . [por lo que] el gobierno tendrá que tomar una decisión [respecto a la reanudación de la internacionalización] muy pronto" (*PON*, ene. 21, 1986, p. 2).

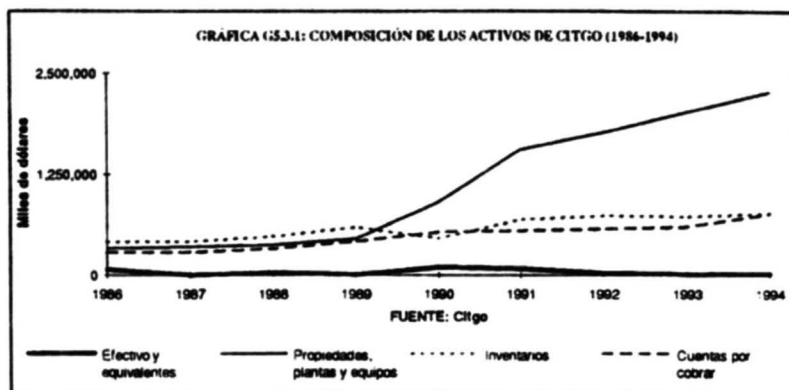
El derrumbe del mercado petrolero dio a la internacionalización un impulso definitivo, en buena medida porque convenció al gobierno de que el programa merecía su apoyo irrestricto (sólo después de esta fecha aceptó el gobierno la "necesidad" de colocar cuando menos la mitad de las exportaciones venezolanas de crudo en instalaciones controladas por PdVSA), pero también porque devolvió a la paraestatal la facultad de fijar los precios de exportación de los crudos venezolanos a su arbitrio. Éste fue un cambio de gran trascendencia para PdVSA ya que abrió la puerta para que ésta adoptara un sistema de precios de transferencia opaco, el cual ha colocado a sus transacciones con sus filiales en el exterior más allá del escrutinio público.⁵⁹ Esto ha convenido enormemente a la compañía, pero no tanto en la medida en que ha hecho virtualmente imposible una repetición del embarazoso episodio de los precios de transferencia de Ruhr (que tanto dañara al programa en sus inicios); más bien, el beneficio radica en que las fórmulas de transferencia han demostrado ser un vehículo ideal de evasión fiscal. Gracias a ellas, PdVSA ha podido colocar fuertes sumas de dinero más allá del alcance del fisco venezolano, mediante argucias que son virtualmente imposibles de detectar, hasta para un experto: un supuesto ligeramente desfavorable en el rendimiento calculado de un

producto para un crudo, un cambio en el mercado *spot* de referencia para cierto producto, o un ajuste en el margen asegurado de refinación, por mencionar sólo tres opciones obvias.⁶⁰

PdVSA ha transferido millones de dólares a sus filiales en el exterior de Venezuela a través de precios descontados en un intento de contrarrestar los efectos de la voracidad fiscal de sucesivos gobiernos venezolanos. Un sencillo ejercicio basta para comprender el incentivo que la compañía tiene para descontar los cargamentos que levantan sus subsidiarias. Así, se asume que el precio de mercado de un crudo es 10 USD/B, y que PdVSA vende un barril a ese precio. Si el gobierno aplicara a esta venta la tasa de 67.7 por ciento con la que supuestamente se gravan todas las actividades petroleras en Venezuela, PdVSA ganaría 3.23 dólares en la transacción. Pero desde 1976, el gobierno venezolano ha calculado las obligaciones fiscales de PdVSA mediante el sistema de precios de referencia, imponiéndole al precio facturado un sobreprecio. Si se asume que a esta venta se le aplica un sobreprecio del 15 por ciento, la ganancia de PdVSA en la operación se reduce a 2.2145 dólares (ya que paga el 67.7 por ciento de 11.5 dólares, cuando solamente ha percibido 10). En cambio, si PdVSA transfiere internamente este crudo a un precio artificialmente bajo de 9 USD, sus flujos de caja después de impuestos pueden ser *mayores*, por la sencilla razón de que el sobreprecio fiscal sólo se aplica a las ventas de crudo y productos. Considérese lo siguiente: un precio de 9 USD dejará a PdVSA con una ganancia después de impuestos de 1.99305 USD por concepto de ventas de crudos cuando el gobierno le aplique el sobreprecio del 15 por ciento. Pero esta cifra no toma en cuenta la ganancia extraordinaria que tiene la filial refinadora que recibe un barril de crudo con una renta implícita de 1 dólar. Si se asume que la filial no disipa esta renta, y que PdVSA la puede repatriar (en forma de dividendos, digamos), la paraestatal recibirá un flujo adicional de .323 USD (ya que los dividendos se gravan con la tasa del 67.7 por ciento). Y si se suma esta cifra a los 1.99305 USD anteriores se llega al resultado de que PdVSA ganará 2.31605 USD en la transacción (diez centavos más que en el segundo caso). Desde luego, si PdVSA no repatriara sus dividendos, sus ganancias serían aún mayores, ya que en ninguno de los países en donde tiene filiales hay un impuesto sobre la renta que siquiera se aproxime al 67.7 por ciento.

Ahora bien, si asumiéramos que, en la vida real, PdVSA se ha comportado así, esperaríamos encontrar en las hojas de balance de sus subsidiarias enormes cantidades de activos líquidos (efectivo, acciones de otras empresas, bonos, etc.). En la práctica, esto no ha sucedido, por la sencilla razón de que PdVSA no desea acumular activos líquidos que el gobierno venezolano pueda confiscarle.⁶¹ En lugar de eso, las filiales extranjeras de PdVSA han utilizado las rentas que la matriz les transfiere para expandirse mediante la adquisición de activos no líquidos (gráfica G5.3.1). El crecimiento relativamente modesto de filiales como Ruhr y Uno-Ven se explica porque sus desventajas en términos de localización disipan buena parte de la renta que PdVSA les transfiere; en contraste, Citgo ha tenido que expandirse al

ritmo en que lo ha hecho porque solamente así ha podido disponer de las enormes rentas generadas en su sistema de refinación sin acumular grandes cantidades de efectivo.⁶²



Ahora bien, a pesar de que la internacionalización en teoría es el garante de cuando menos la mitad de los ingresos petroleros del gobierno venezolano, no se puede decir que el programa siempre haya gozado de las simpatías de quien supuestamente es su mayor beneficiario. De hecho, la historia del programa está vetada por una serie de episodios conflictivos que han puesto en duda su continuidad. El primero de estos episodios tuvo lugar, como ya se ha visto, al poco tiempo de la constitución de Ruhr. La hostilidad de cuando menos algunos sectores del gobierno hacia la internacionalización volvió a ponerse de manifiesto un par de años después, cuando PdVSA ultimó los detalles de su asociación con Southland. En aquella ocasión, el congreso ordenó la suspensión de pagos a Southland y un receso en la negociación de cualquier alianza, en tanto se aclaraban las condiciones bajo las cuales se había adquirido la refinería de Lake Charles (*PON*, jul. 15, 1986, p. 1). Estas disposiciones, como es lógico, ocasionaron una nueva interrupción en la marcha del programa, aunque este escollo también tuvo una duración efímera. En el año de 1988, el programa nuevamente se vio sujeto a fuertes ataques, esta vez de parte del entonces candidato a la presidencia de Venezuela, Carlos Andrés Pérez (una de las promesas electorales de Pérez era que obligaría a PdVSA a interrumpir su expansión internacional, y a invertir una mayor cantidad de recursos en Venezuela [*O&GJ*, 12 dic. 1988]).⁶³ Para fortuna de PdVSA, Pérez aparentemente cambió de opinión respecto a la internacionalización apenas asumió el poder⁶⁴, con lo cual los ataques del gobierno en contra de la internacionalización menguaron en intensidad. Esta situación de relativa calma perduró hasta enero de 1992, cuando Celestino Armas declaró - con la anuencia tácita del presidente Pérez - que se estaba considerando la posibilidad de obligar a PdVSA a reducir su participación accionaria en Citgo al cincuenta por ciento, porque la política

venezolana de integración establecía claramente que este era el límite máximo permitido a la paraestatal (PON, ene. 14, 1992, p. 1).⁶⁵ Las declaraciones de Armas fueron acogidas con gran hostilidad en PdVSA y Citgo⁶⁶, pero también generaron un enorme escepticismo en el seno de la opinión pública venezolana (la conclusión más difundida en Venezuela en torno a este asunto era que el plan de vender parte de Citgo tenía mucho que ver con la inquietud de Pérez por mejorar - aunque fuera marginalmente - el lamentable estado de las finanzas gubernamentales y muy poco que ver con sus deseos de hacer que PdVSA acatará esta disposición del cincuenta por ciento). Debido a la evidente falta de apoyo hacia su propuesta, Armas se vio obligado a retractarla poco tiempo después. Sin embargo, en julio de 1992, la voluntad de este gobierno de liquidar parte de los intereses internacionales de refinación de PdVSA volvió a aflorar. En esta ocasión, el pretexto del que se valió el séquito de Pérez para cuestionar las dimensiones del programa de la internacionalización fue una visita de estado que el emir de Kuwait realizó a Venezuela. De acuerdo a fuentes gubernamentales, en el transcurso de esta visita, el emir ofreció al presidente venezolano 3.000 millones de dólares a cambio del 50 por ciento de Citgo. A pesar de que la supuesta oferta kuwaití superaba ampliamente las expectativas del gobierno respecto a lo que la venta de estos activos podría generar⁶⁷, Pérez dijo que no la aceptaría en deferencia a los deseos de PdVSA (la compañía había manifestado que preferiría un socio estadounidense en caso de que el gobierno efectivamente le ordenara vender parte de Citgo [PON, jun. 12, 1992, p. 1]). Nuevamente, esta explicación no convenció a nadie: la decisión se atribuyó más bien a la reticencia del presidente a exponer a su gobierno - a estas alturas profundamente impopular - a la ola de críticas mordaces que seguramente se hubiera desencadenado en caso de que Pérez hubiera ordenado a PdVSA vender parte de una exitosa empresa como Citgo a un socio como KPC (con quien PdVSA hubiera tenido serios conflictos de interés), y luego hubiera utilizado el dinero procedente de la transacción para disminuir el déficit fiscal venezolano (Boué, 1993, p. 171).⁶⁸ Como sea, la cuestión de los motivos de Pérez pronto reveló no tener la menor trascendencia, ya que voceros kuwaitíes negaron enfáticamente que el emir se hubiera ofrecido en algún momento a comprar Citgo (EC, jun. 26, 1992). Este desenlace, por demás anticlimático, erosionó todavía más la de por sí escasa credibilidad que tenían Pérez y sus acólitos ante el grueso de la sociedad venezolana. Pero a pesar de que este par de fiascos habían evidenciado que eran pocos los que compartían el entusiasmo de Pérez y su gabinete por liquidar parte de los activos que PdVSA tenía en el exterior del país, para finales del año 1992 la situación financiera del gobierno se había deteriorado a tal grado que, en el mes de septiembre, el presidente Pérez declaró que ordenaría a PdVSA vender parte de sus acciones en Citgo y Veba tan pronto como las tendencias en el mercado petrolero y la mejoría económica de los países industrializados permitieran que los activos se cotizaran a precios satisfactorios para Venezuela (PON, sept. 1, 1992, p.1). Un par de días después, Celestino Armas confirmó la postura del presidente, y aclaró que, esta vez, el gobierno tomaría las previsiones necesarias para que PdVSA cumpliera con lo acatado (PON,

sept. 3, 1992, p. 1).⁶⁹ De nueva cuenta, la reacción de los círculos petroleros venezolanos fue uniformemente negativa y condenatoria, en buena medida porque los argumentos de que se valieron Pérez y Celestino Armas para justificar la venta de Citgo fueron muy poco convincentes.⁷⁰ Este incidente generó una enorme incertidumbre en el seno de PdVSA, máxime por que en esos momentos la compañía nuevamente se encontraba enfrascada en negociaciones avanzadas para adquirir las asfaltadoras de Eastham, Dundee y Savannah y se encontraba discutiendo la posibilidad de constituir la muy ambiciosa *joint venture* con Lyondell Petrochemical. Sin embargo, como sucediera anteriormente, la tempestad que sacudía la nave de PdVSA acabó por disiparse, aunque al poco tiempo de su enfrentamiento con Pérez y Armas, la compañía tuvo que anunciar que suspendería voluntariamente el programa de internacionalización (en el sentido de que no adquiriría más refinerías) por un período de cuando menos cinco años (*BOBG*, nov. 9, 1992, pp. 1-2).⁷¹ Estas tentativas del presidente Pérez de deshacerse de parte de Citgo constituyen, en conjunto, la amenaza más seria que jamás se haya cernido sobre el programa de internacionalización (a tal grado que lo único que pudo conjurar esta amenaza fue un evento sin precedentes en la historia venezolana: la impugnación y defenestración de Pérez por cargos de corrupción).

La abierta hostilidad que muchos políticos venezolanos (Pérez y Armas son sólo un par) han manifestado hacia la internacionalización probablemente tiene mucho que ver con la percepción de que, por un lado, los beneficios que el programa supuestamente genera para el gobierno quizás no sean tan grandes como dice PdVSA (*PON*, abr. 28, 1988, p. 1) y, por el otro, de que la internacionalización ha dificultado el control político de PdVSA (*PON*, ago. 21, 1991, p. 4). Ahora bien, la maleabilidad de las estadísticas relacionadas con las exportaciones venezolanas de crudo hacen muy difícil para los detractores del programa confirmar si es cierto que la internacionalización no ha redituado grandes dividendos para el gobierno.⁷² Pero no cabe ninguna duda de que el programa sí ha aumentado la capacidad de los directivos de PdVSA para resistir *pasivamente* las órdenes del gobierno, especialmente aquellas que conciernen al patrimonio de la empresa. Un buen ejemplo de esto se encuentra en la manera en que PdVSA ignoró la directiva de Carlos Andrés Pérez de vender el 50 por ciento de Citgo. Aunque no faltaron los funcionarios petroleros que expresaran su repudio hacia esta orden y cuestionaran abiertamente la cordura del presidente (Andrés Sosa Pietri se contó entre ellos), fueron más los que simplemente dijeron que los deseos de Pérez eran imposibles de cumplir porque, en vista de la recesión en los países desarrollados y las condiciones del mercado petrolero, nadie estaría dispuesto a pagar por Citgo el precio que Venezuela (es decir, PdVSA) pediría por la compañía (*PON*, sept. 2, 1992, p. 1). Un funcionario anónimo bastante perspicaz hizo la observación de que negociar una venta favorable tomaría mucho tiempo y concluyó lacónicamente: "*by then, it might not be an issue anymore*" (*ibid.*, p. 5). Y en esto último tenía toda la razón: Pérez fue defenestrado mucho antes de que la dirigencia de PdVSA tuviera que dar muestras de que estaba tomando providencias para acatar sus órdenes. Como

se puede apreciar, entonces, la internacionalización ha servido para alargar el tiempo que PdVSA tiene para responder a movimientos hostiles de parte del gobierno; esto a su vez se ha traducido en una mayor capacidad de maniobra para la tecnocracia petrolera venezolana, lo cual a su vez ha permitido que ésta se comporte como antaño lo hiciera la burocracia de la monarquía de Habsburgo (cuyo lema preferido, como se sabe, era "obedezco pero no cumplo").⁷³

Ahora bien, en vista de que las esferas políticas venezolanas han manifestado considerable escepticismo en torno a las bondades de la internacionalización, ¿cómo se puede explicar que PdVSA haya podido convencer al gobierno, una y otra vez, de que se le permitiera expandir el programa? Se podría pensar que este resultado se debe a que la ignorancia relativa de los políticos en materia petrolera ha dado a PdVSA la posibilidad de manipular la agenda petrolera venezolana a su antojo. Después de todo, como dice Kenneth Shepsle,

si hay un agente que puede monopolizar la formación de una agenda - alguien que disfruta del poder único y completo para escoger y ordenar elementos de una agenda - entonces . . . siempre habrá una oportunidad para que él manipule la secuencia de votos para producir un resultado final. En contraste, si la agenda se construye al azar, o por un proceso "abierto" en el cual cualquier agente puede proponer una alternativa, entonces los resultados indican que, independientemente de dónde haya empezado el proceso, no hay manera de decir dónde terminará (1986, p. 54).

Esta hipótesis, sin embargo, no es demasiado convincente. El argumento de Shepsle asume una monopolización *total* de la agenda por parte de un actor, el cual puede estar seguro de obtener el resultado que desea porque está en posición de ofrecer "una alternativa de tómeselo o déjese" (Uslaner, 1989, p. 10). Pero casi nunca se presentan las circunstancias propicias para que un actor pueda excluir a otros del proceso de formación de la agenda. El mismo programa de internacionalización es un ejemplo de ello: si bien es cierto que PdVSA pudo "maquillar" la agenda petrolera para que el gobierno enfocara un problema (la volatilidad del mercado petrolero) a través de una lente muy particular (la de la seguridad volumétrica a través de la integración), sería totalmente inexacto pretender que la acelerada expansión del programa después de 1986 se debió a un ultimátum por parte de la paraestatal. Como ya se ha dicho, el impulso definitivo para el programa provino de un evento exógeno y, cuando este evento ocurrió, *no existía ninguna garantía para PdVSA de que el gobierno reaccionaría como lo hizo* (Lusinchi bien pudo haber recomendado que se investigaran otras opciones para afrontar la crisis del mercado, siguiendo el ejemplo de países como México).

Ahora bien, esto no quiere decir que los superiores conocimientos de los dirigentes de PdVSA no hayan jugado un papel importante a la hora de promover - y defender - al programa de internacionalización; por ejemplo, está claro que PdVSA ha aprovechado la ignorancia técnica del personal de los ministerios de Energía y Hacienda para convencer a la cúpula política venezolana de que sus subsidiarias extranjeras pagan precios más altos que el resto de sus clientes contractuales.⁷⁴ Sin embargo, esta indudable superioridad no basta para

explicar la continuidad de un programa que se ha basado en una premisa - a sólo mediante la integración vertical internacional se puede conseguir seguridad en la colocación de crudo - que hasta un laico podría falsear sin grandes complicaciones (señalando, por ejemplo, que hay exportadores que, a pesar de no estar verticalmente integrados, no parecen tener graves problemas de colocación de crudo). ¿Por qué? Pues porque los políticos que son pasajeros en el "viaje misterioso" organizado por tecnócratas son capaces de reconocer señales en el paisaje, y de desarrollar un sentido de la orientación, por más ignorantes que sean al arrancar el viaje. Esta reflexión nos lleva a concluir que los políticos que, en sucesivas ocasiones, han sancionado la expansión del sistema internacional de PdVSA lo han hecho tan sólo porque han podido constatar que la inseguridad volumétrica *existe*, y no porque han tenido una fe ciega en las advertencias pesimistas de los funcionarios de PdVSA (máxime que, en el contexto de una relación de intercambio político adversarial como la que dio origen al programa de internacionalización, sería lógico esperar que los políticos acogieran las exposiciones de motivos de los tecnócratas con bastante escepticismo). En otras palabras, a pesar de que el mercado petrolero no ha vuelto a estar tan revuelto como lo estuvo en 1986, la clase política venezolana no ha insistido en que el programa de internacionalización se detenga o se desmantele no tanto porque haya oído a la paraestatal dar voces de alerta sobre la presencia de un lobo, sino porque ha visto al lobo cara a cara.

Para que los burócratas del MEM y sus amos puedan haberse convencido de que la inseguridad volumétrica es un problema PdVSA necesariamente tiene que haber experimentado genuinos - y recurrentes - problemas de colocación de volumen después de 1986. Ahora bien, si tomamos a PEMEX como referencia, podríamos pensar que PdVSA no tiene por qué haber sufrido problemas de esta índole; después de todo, han sido muy pocas las ocasiones en que la paraestatal mexicana se ha encontrado en la urgencia de colocar un cargamento de crudo a como diese lugar, bajo la amenaza de tener que reducir su producción temporalmente.⁷⁵ Sin embargo, este razonamiento pasa por alto las diferencias cruciales que existen entre las políticas comerciales de ambas paraestatales, en términos de sus mecanismos de valoración y del funcionamiento de sus contratos. Como ya se ha visto, las relaciones contractuales de PdVSA se distinguen por su vulnerabilidad al oportunismo y por la forma en que aumentan la incertidumbre volumétrica de la compañía; pues bien, esta característica, a primera vista inexplicable, hace mucho sentido si se le considera en el contexto de la aparente necesidad de PdVSA de convencer al MEM de que tiene predicamentos para colocar crudo. El mecanismo comercial venezolano es un instrumento que, por su propia naturaleza, puede dar lugar a crisis de colocación de volumen, de forma totalmente impredecible; después de todo, basta con que varios clientes - por las razones que sean - se inclinen por la opción de no levantar (o levantar menos) crudo en un mes dado para que PdVSA súbitamente se encuentre en un aprieto. Yo creo que no deben haber sido pocas las ocasiones en las que se han presentado situaciones así⁷⁶; aunque es imposible saber con exactitud su número exacto y su

gravedad, su recurrencia debe haber servido para confirmar periódicamente al gobierno venezolano la necesidad de asegurar el flujo de crudo a través de la adquisición de activos de refinación en el extranjero.

En suma, la hipótesis de que la internacionalización es un mecanismo de evasión fiscal nos permite comprender la política comercial venezolana en toda su extensión. Ninguna explicación alternativa para el programa de internacionalización puede explicar la coexistencia de mecanismos que sirven para "comprar" seguridad volumétrica con mecanismos que contribuyen a disiparla. Considérese, por ejemplo, la idea de que la internacionalización es una buena forma de asegurar el trato preferencial para los hidrocarburos venezolanos en los mercados de países industriales claves en el caso de que estos países (a semejanza de los Estados Unidos en la década de los años cincuenta) introdujeran medidas discriminatorias - cuotas de importación, tarifas de importación - que los aislaran del mercado petrolero internacional. Aún si pasamos por alto el importante detalle de que la propiedad de un sistema de refinación no es suficiente como para que una empresa extranjera sea considerada "como de casa" en un país desarrollado (y esto lo demuestra el hecho de que, para poder exportar gasolina reformulada a los Estados Unidos en condiciones de igualdad con refinadores domésticos, PdVSA ha tenido que demandar al gobierno norteamericano ante el WTO), esta hipótesis es inadecuada porque no explica qué posible interés puede tener PdVSA en integrarse y, al mismo tiempo, fomentar su propia inseguridad. Esta objeción también vale para la idea de que la internacionalización es un vehículo del cual se ha valido Venezuela para establecer un piso a su cuota de producción en la OPEP.⁷⁷ Sostener estas - u otras - hipótesis para dar cuenta de los motivos verdaderos de la internacionalización supondría recurrir a toda clase de complicaciones para dar cuenta de las antinomias de la política comercial venezolana. Por lo tanto, creo que hay que blandir sin contemplaciones la navaja de Occam, y desecharlas todas.

NOTAS

¹ Cuando se hizo evidente el interés en los países exportadores de petróleo por adquirir refinerías en países de la OCDE, algunos refinadores comentaron cínicamente que esto les daría oportunidad de deshacerse de refinerías poco atractivas: "We'll let OPEC buy our surplus capacity and then close it in for us" (Ait-Laoussine y Wood-Collins, 1988, p. 4). Para ser justos con las paraestatales de los países exportadores de petróleo, hay que decir que no han sido las únicas en exhibir una actitud desdenosa hacia la rentabilidad. Por ejemplo, en su estudio sobre el proceso de reestructuración del mercado europeo de productos refinados en los años 1976-1986, Bacon (1990, p. 12) encontró que la razón por la cual el grado de concentración en este mercado cayó a pesar del éxodo de muchos refinadores pequeñas y del cierre de muchas plantas fue que la proporción de la capacidad instalada de refinación en manos de compañías estatales aumentó del 17 al 29 por ciento del total. De todas las compañías petroleras paraestatales que han comprado refinerías en países de la OECD, solamente KPC parece haber reconocido - tácitamente - que sus criterios de adquisición quizás no fueron los adecuados: en 1993, esta compañía cerró una refinería (localizada en Nápoles) que había adquirido apenas tres años antes por la nada despreciable cantidad de 300 millones de dólares (MEES, 19 jul. 1993, p. A6).

² La política reciente de PEMEX a este respecto es que los activos de refinación adquiridos deben de producir un retorno atractivo *on a stand alone basis*.

³ Término derivado del trabajo de Anthony Downs (1967). Downs utiliza designa *policy space* al espacio donde las funciones de una organización se encuentran y relacionan con las funciones de otras organizaciones. Para Downs, el *policy space* es el escenario donde algunas organizaciones buscan ampliar sus respectivas jurisdicciones a expensas de las de otras organizaciones (pp. 212-215).

⁴ Entiéndase por intercambio político la "situación en la cual se negocian bienes de naturaleza diversa, a medio camino entre la economía y la política", tales como "salarios, ocupación, inversiones, facilidades de crédito o tributarias, etcétera, pero también lealtad política, consenso democrático o simplemente suspensión de diseño activo, postergación de sanciones" (Rusconi, 1985, p. 67). Según Alessandro Pizzorno, en las situaciones de intercambio político, "los beneficios son obtenidos contra la amenaza al orden social o al consenso social", y el poder de intercambio "es función de la necesidad de consenso [del Estado]" (*ibid.*, p. 73).

⁴ Véase Richardson, 1982, *passim*. y Grayson, 1981, *passim*. La opinión de este último autor en torno a ENI es una buena ilustración de este problema: "the chairman of ENI has been likened to a leader trying to run NASA at a profit, with some responsibility for both Indian Affairs and Economic Development, [while] working with a regulatory structure as backward as those you find in Latin America" (p. 13).

⁶ Esta es una manifestación de la constante e inevitable pugna que, desde el nacimiento de la industria, ha caracterizado la interacción entre estados terratenientes que aprovechan cualquier circunstancia para aumentar su renta petrolera y empresas petroleras arrendatarias que intentan maximizar sus ganancias a través de la minimización del elemento rentístico en el precio del crudo. Este conflicto se ha presentado en todas partes en donde ha operado la industria petrolera, con la sola excepción de los Estados Unidos. El régimen petrolero de este país, como dice Mommer, siempre se ha caracterizado por "un compromiso estable entre capital y tierra con respecto a la renta . . . impuesto por el capital como poder hegemónico" (1988, p. 263) desde el momento mismo en que nació la industria.

⁷ Como bien dice Silvan Robinson, los costos de administración de las paraestatales de los países exportadores en muchos casos incluyen el costo de administrar al país (1989b, p.6).

⁸ Cuyo nombre oficial es Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos.

⁹ Esta fue la conclusión principal de la comisión de la reversión petrolera, establecida por decreto presidencial a finales de 1974 para "estudiar y analizar las alternativas para la reversión temprana de las concesiones" (Brewer-Carías, 1981, p. 350). La comisión justificó esta conclusión en los siguientes términos:

no obstante que la Administración Petrolera Nacional representará una entidad independiente distinta a la administración pública, eso no la hará ajena al estado venezolano, de quien recibirá las directrices contenidas en los planes de la nación, a quien rendirá cuenta de sus resultados y para quien habrá de trabajar. Lo que se desea es mantener a la APN al margen de normas y prácticas burocráticas concebidas fundamentalmente para organismos públicos y no para entidades modernas y complejas dedicadas a la producción en gran escala con destino a transacciones cuantiosas y frecuentes (*ibid.*, p. 378).

¹⁰Como dice Brewer-Carías (1981, pp. 384-385, cursivas en el original), PdVSA es una "sociedad anónima . . . sometida al régimen de derecho mercantil privado". Sin embargo, la compañía está obligada a acatar "las disposiciones que dicte el Ejecutivo nacional", lo cual "abre un amplio margen a la aplicación de normas de derecho público a la empresa por vía de actos administrativos unilaterales".

¹¹El artículo octavo de la ley de Reserva dice que los directivos, administradores, empleados y obreros de la industria "no serán considerados funcionarios o empleados públicos" (*ibid.*); esta disposición los exime de las disposiciones de la Ley de Carrera administrativa y también del sistema de administración vigente en el sector público venezolano.

¹²El párrafo quinto del artículo sexto de la ley de Reserva buscó asegurar que la industria petrolera estatal fuera auto-financiable, y que sus operaciones no dependieran en ningún momento de la generosidad del estado. Por virtud de este párrafo se permitía a la parastatal petrolera venezolana retener mensualmente "una cantidad de dinero equivalente al diez por ciento de los ingresos netos provenientes del petróleo exportado . . . durante el mes inmediatamente anterior"; este dinero estaría exento del "pago de impuestos y contribuciones nacionales", amén de que sería deducible del impuesto sobre la renta (Brewer-Carías, 1981, p. 381).

¹³Véase Coronel, 1983, p. 64.

¹⁴Apenas comprendieron que la nacionalización era inevitable, muchos empleados de la industria petrolera se constituyeron en un grupo de presión llamado AGROPET (Agrupación de Orientación Petrolera), con el fin declarado de evitar que "los políticos" dictaran los términos de la misma "sin la cooperación de técnicos y gerentes de la industria" (Coronel, 1983, p. 50). La izquierda venezolana acusó a AGROPET de ser una creatura de las multinacionales (Novoa Monreal 1981, p. 299), debido a que sus miembros se oponían a que la nacionalización fuera una ruptura radical con el pasado de la industria petrolera venezolana.

¹⁵A partir del momento en que fue elegido presidente con una plataforma abiertamente pronacionalizadora, Pérez se dedicó a cortejar asiduamente a los empleados (de todo nivel) de la industria petrolera. Por ejemplo, declaró que "la administración de la nueva compañía debía seguir "en manos de los venezolanos que maneja[ban] las subsidiarias de las multinacionales" (Coronel, 1983, p. 54), y se refirió a ellos como "un recurso fundamental para nuestro país" (*ibid.*, p. 65). Además, les prometió que no se tomaría "ninguna decisión sin su conocimiento previo y su participación" (*ibid.*) y advirtió que quienes proponían lo contrario eran culpables de caer en el "extremismo estéril" (*PON*, mar. 13, 1975, p. 1).

Los petroleros venezolanos habían advertido al gobierno que, por un lado, no debía nacionalizar a la industria sin antes buscar el consenso de los afectados (o sea, ellos), y, por el otro, que no debía intervenir en las operaciones de la industria (*PON*, nov. 6, 1974 p. 2). Alberto Quirós, vice-presidente de Shell de Venezuela en 1974 (y presidente de Maraven después de la nacionalización) calificó a la actitud de los políticos venezolanos frente a la nacionalización de "trágica" porque, en sus palabras, condujo a que se "crear[an] una ley antes de [que se formulara] una concepción clara de cómo había que estructurar a la industria nacionalizada". Sin embargo, Quirós dijo también que la industria nacionalizada tendría éxito en su gestión "si el gobierno se comportaba de manera realista, en lugar de dejarse influir por factores emotivos" (*PON*, jul. 11, 1975, p. 1). El vice-presidente de Creole (y primer presidente de Lagoven), Guillermo Rodríguez Eraso, en su momento también tuvo mucho que decir respecto a cómo se debía manejar la industria nacionalizada, y en su posición no había ambigüedad alguna: "la industria producirá X barriles por día. Algo tendrá que hacerse con ellos. Sería lógico dejarnos el asunto a nosotros [es decir, a los ejecutivos venezolanos de las multinacionales], porque tenemos la experiencia necesaria". Rodríguez Eraso advirtió al gobierno que los cambios de personal, operaciones y en particular de directivos, tendrían que ser mínimos porque, de lo contrario, el funcionamiento de la industria sufriría disrupciones (*PON*, jun. 26, 1975, p. 1). Las veladas amenazas de Rodríguez Eraso recuerdan las palabras con las que Richard Nixon torpedeara la expropiación por parte del gobierno de Mossadegh de las concesiones petroleras en Irán: "el Sr. Mossadegh encontrará que el petróleo sin mercados no vale para gran cosa".

¹⁶Los asuntos más contenciosos eran:

- a) el monto de la indemnización que habría de pagarse a los concesionarios (no faltaba quien dijera que no había que darles un solo bolívar);
- b) la fórmula de transición al régimen estatal de propiedad (había bastante oposición a la idea de que se mantuvieran intactas las organizaciones de las distintas concesionarias; en lugar de esto, se proponía que CVP absorbiera los activos de todas ellas; véase *PON*, abr. 28 y abr. 30, 1975) y
- c) el grado de control financiero que tendría el congreso venezolano sobre la nueva paraestatal (muchos diputados deseaban que el congreso aprobara el presupuesto de la compañía en forma parecida a como lo hace la cámara de diputados de México con el presupuesto de PEMEX).

¹⁷Dice Rusconi al respecto de ciertas situaciones de intercambio político: "mientras más difíciles de predecir sean los costos que un socio puede imponer a su contraparte, más fuerte es su poder de intercambio" (1985, p. 90). Esta observación es muy pertinente para el caso que nos ocupa, ya que el gobierno venezolano, debido a su inexperiencia en los aspectos operativos de la industria petrolera, no tenía noción alguna de cuáles podían ser las consecuencias de un *walk out* masivo de parte de los cuadros administrativos de las transnacionales en vísperas de la nacionalización.

¹⁸En 1966, el gobierno venezolano comenzó a gravar a sus concesionarios con base en "precios de referencia" negociados por ambas partes, y no a partir de precios facturados (los precios de referencia invariablemente eran superiores a los precios facturados). A partir de 1971, el gobierno venezolano comenzó a establecer los precios de referencia unilateralmente. Posteriormente, "al momento de nacionalizar la industria petrolera, se decidió mantener la figura de los valores de exportación . . . para la estimación del impuesto sobre la renta que debían pagar PdVSA y sus filiales, tal y como se había venido aplicando a las empresas concesionarias en años previos" (Palma, 1985, p. 14). Como dice Palma, esta decisión "fue criticada por múltiples voceros dentro y fuera de la industria petrolera, aduciendo [sic.] que ya no se justificaba mantener [una] figura . . . que había sido establecida a mediados de los años 60 debido a las dudas que tenía el Ejecutivo acerca de la racionalización [sic.] de los precios reportados por las compañías concesionarias" (*ibid.*). Para mayores detalles respecto a la evolución de los valores fiscales de exportación, véase la gráfica GA7.1 del anexo 7.

¹⁹El personal del ministerio de Energía y Minas siempre consideró que el personal venezolano de las transnacionales era una quinta columna del imperialismo en el país (Coronel, 1983, p. 273). La nacionalización no cambió para nada esta situación ya que, como dice Coronel, los burócratas del MEM consideraban que "la presencia en la dirigencia de las empresas del personal que había trabajado bajo las multinacionales era razón suficiente para desconfiar" (*ibid.*, pp. 106-107). Este punto de vista era compartido por otros círculos de opinión: los participantes en las jornadas del Primer Centenario de la Industria Petrolera Venezolana, por ejemplo, concluyeron que la transnacionalización de la industria era una realidad y que "un elemento clave en esta transnacionalización es la presencia en el frente de la industria de ejecutivos y directivos formados por las corporaciones exconcesionarias, que habían manifestado resueltamente su oposición a la nacionalización y se han mantenido fieles a los intereses y a la racionalidad del capital transnacional" (Mieres, 1981, p. 262). Por esta razón, el personal del ministerio argumentó desde el primer día de operaciones de la industria nacionalizada que el decreto 832 (promulgado en diciembre de 1972, y en el cual se establecía que los concesionarios venezolanos tenían que someter anualmente a la consideración del ministerio un programa anual que detallara sus intenciones en las áreas de producción, refinación y comercio internacional de crudo) seguía en vigor y que, por lo mismo, todas las actividades de PdVSA debían contar con su aprobación previa. Nada sorprendentemente, los abogados de PdVSA argumentaron que el decreto había sido invalidado por la ley de nacionalización (*ibid.*, p. 41), y su opinión prevaleció. Esta disputa aumentó el recelo de los políticos venezolanos hacia los tecnócratas petroleros.

²⁰Arturo Uslar Pietri acuñó esta célebre frase, la cual habría de convertirse en la piedra de toque de la agenda desarrollista venezolana, en 1941.

²¹De acuerdo a lo previsto en el Quinto Plan de Desarrollo de la Nación, Venezuela lograría esta meta mediante enormes empresas paraestatales que exportarían aluminio y acero, mientras que el sector industrial privado se dedicaba a sustituir bienes de consumo importados.

²²Coronel, 1983, pp. 97-196; Sosa Pietri, 1993, pp. 66-77.

²³Pablo Reimpell - coordinador de finanzas de PdVSA en 1976 - advirtió que, durante el primer año de operaciones de la industria nacionalizada, los precios de referencia harían que PdVSA pagara el 110 por ciento de sus ingresos en impuestos (Coronel, 1983, p. 107). Véase también *PON*, mar. 24, 1976, p. 2.

²⁴Calderón Berti redujo del período de servicio de los miembros del consejo de PdVSA de cuatro a dos años, ordenó la mudanza del cuartel general de Meneven de Caracas a Puerto La Cruz, ordenó recortar la producción petrolera venezolana para reavivar al moribundo sistema de cuotas de la OPEP, e incluso pretendió fijar los salarios de los ejecutivos de PdVSA.

²⁵El ascenso de Calderón Berti al ministerio, en palabras de Quirós, significó el fin de "la luna de miel" entre PdVSA y MEM (WSJ, feb. 16, 1982, p. 31).

²⁶El gobierno forzó a PdVSA a depositar sus reservas en dólares en el Banco Central y a intercambiarlas por fideicomisos en bolívares al cambio imperante en el momento (con todo y que, de un momento a otro, se esperaba una fuerte devaluación). Posteriormente, obligó a PdVSA a adquirir bonos por 7.500 millones de bolívares para rescatar al corrupto Banco Obrero, que estaba al borde de la insolvencia. Humberto Calderón Berti había amenazado con renunciar a su puesto de ministro si Herrera Campíns confiscaba estos fondos, pero al final no lo hizo. Su recompensa fue que Herrera Campíns lo nombró presidente de PdVSA poco antes de que terminara su período presidencial. El gusto le duró muy poco a Calderón, ya que uno de los primeros actos del presidente que sucedió a Herrera, Jaime Lusinchi, fue sustituirlo con Brígido Natera, que así se convirtió en el primer petrolero de carrera en ocupar este puesto. Véase Coronel, 1983, pp. 219-234, y Sosa Pietri, 1993, pp. 71-72.

²⁷Hoy, en día, el valor de los fideicomisos en bolívares de PdVSA es inferior a los 40 millones de dólares (Sosa Pietri, 1993, p. 72 y PdVSA (a), 1993, p. 58).

²⁸La designación de Brígido Natera como presidente de PdVSA, por ejemplo fue una rama de olivo que ofreció el presidente Lusinchi a la industria petrolera. Sin embargo, esta designación no disminuyó la intensidad de la rivalidad PdVSA-MEM; de hecho, se decía que Natera siempre llevaba su carta de renuncia en un bolsillo (Sosa Pietri, 1993, p. 73). Ni siquiera Juan Chacín, que era un petrolero que disfrutaba de la confianza del presidente Lusinchi, y que además tenía la ventaja de haber desarrollado toda su carrera en la CVP (y no en una de las grandes multinacionales) tuvo un período en funciones tranquilo cuando fue presidente de PdVSA. Eso sí, fue mucho más tranquilo que el de su sucesor, Andrés Sosa Pietri, el cual acostumbraba intercambiar insultos en cadena nacional con el ministro de Energía Celestino Armas.

²⁹En 1982, el sobreprecio aplicado a la facturación real de PdVSA fue de 30 por ciento (el mayor de la historia). El general Rafael Alfonzo Ravard - primer presidente de PdVSA - declaró públicamente que la industria no podría seguir operando si se le sometía a estos niveles impositivos (PON, mar. 24, 1983, p. 2).

³⁰Alfonzo Ravard dijo que el precio implícito del crudo a partir del cual se obtenían los productos vendidos en Venezuela era de cinco dólares por barril (en un momento en que el precio internacional era de más de 20 dólares por barril). El general insistió que si el gobierno deseaba mantener este subsidio, lo financiara a partir de sus propios recursos, ya que de lo contrario dañaría irreparablemente la base financiera de PdVSA (Evans, 1991, p. 390). El gobierno venezolano ignoró su petición.

³¹Véase a Coronel, 1983, p. 228. Los petroleros venezolanos lamentaron esta situación porque estaban conscientes de que la avanzada edad de Venezuela en tanto que provincia petrolera, por un lado, y las características especiales de los crudos venezolanos, por el otro, obligarían a PdVSA a invertir grandes sumas de dinero tan sólo para mantener su plataforma de producción estable.

³²*Resource-based industry*. Por este término se entiende el "procesamiento de hidrocarburos en petroquímicos y de minerales (hierro, bauxita) en metales industriales (acero, aluminio)" (Auty, 1988, p. 230).

³³Auty correctamente señala que las definiciones de "rentabilidad" que muchos de estos países usaron para justificar sus proyectos eran bastante nebulosas. Por ejemplo, la tasa interna de "retorno sobre la inversión" de 8 por ciento que el gobierno venezolano vaticinaba para la planta hidroeléctrica de Gurí incluía la depreciación y los costos de operación de la planta (1988, p. 234).

³⁴Las proyecciones de precios para crudo y gas natural líquido (LNG) de mediados de la década de los años ochenta sobrestimaron el precio real de éstos en un 60 por ciento (aún antes de que se produjera el colapso en los precios del crudo). Las proyecciones de precios del metanol, la urea, el aluminio y el polietileno de baja densidad sobrestimaron los precios reales en un 120 por ciento. Las proyecciones de precios del acero fueron las más conservadoras, y sólo erraron en un 40 por ciento (Auty, 1988, p. 233). Véase la tabla TA9.1 del anexo 9.

³⁵Como bien dice Auty, la ITIE es un medio por el cual estos países exportan más energía, y esto la convierte en una competidora potencial para las exportaciones de crudo de estos países (máxime que la base de muchos de los proyectos de ITIE fueron los recursos de gas natural de estos países, los cuales hasta entonces no habían figurado en la miscelánea energética mundial porque eran utilizados en mercados domésticos o bien eran reinyectados a los yacimientos de crudo e incluso quemados en la atmósfera). En opinión de Auty:

la expansión en las exportaciones de productos intensivos en energía agravó los problemas de mercados energéticos sobreofertados a través de su efecto de desplazamiento sobre las exportaciones de crudo. Esto minó la viabilidad de los proyectos de ITIE y redujo los ingresos petroleros de los países exportadores . . . El talón de Aquiles de la ITIE como estrategia de diversificación económica fue que representó una desviación mínima de la dependencia hacia las exportaciones de petróleo (*ibid.*).

³⁶Los costos por concepto de servicio de capital eran responsables de una proporción significativa de los costos totales de producción de los nuevos proyectos de ITIE, pero de una proporción bastante pequeña de los costos de plantas viejas (las cuales, o ya habían sido amortizadas o bien habían sido construidas a un costo nominal menor). La inflación reducía los costos históricos de capital de estas plantas aún más, y esto fortalecía su resistencia ante los precios bajos (con lo cual toda la carga del ajuste recaía sobre los nuevos competidores). En Venezuela, por ejemplo, los onerosos costos variables y de servicio de capital de Siderúrgica del Orinoco (SIDOR) hacían que sus *break-even costs* fueran superiores en un 30 por ciento a los de un productor eficiente (y esto sin incluir un retorno sobre el capital empleado). En la Tabla TA9.3 se puede apreciar la ventaja comparativa que ofrecían las fuentes baratas de energía, pero también se puede apreciar la capacidad de productores establecidos y eficientes para compensar sus altos costos energéticos.

³⁷La demanda de acero venezolana durante los años 1980-1985 fue muy inferior a la pronosticada, y nunca representó ni siquiera de la mitad de la capacidad instalada del proyecto SIDOR (Auty, 1989, p. 368).

³⁸En Venezuela, las demoras burocráticas elevaron los costos de construcción de la cuarta etapa de SIDOR en un 50 por ciento. Los costos reales de los proyectos de ALCASA y VENTALUM excedieron a los estimados en cerca del 70 por ciento.

³⁹Casi siempre, la deuda de estos proyectos estaba denominada en divisas extranjeras. Cuando los países exportadores de crudo tuvieron que devaluar sus monedas como parte de sus programas de ajuste macroeconómico, la razón deuda/capital social se incrementó aún más.

⁴⁰Por ejemplo, problemas de índole técnica todavía impedían que SIDOR operara a más del 60 por ciento de su capacidad instalada a más de cinco años de su entrada en operaciones. Del mismo modo, la inexperiencia del personal venezolano que puso en marcha la fundidora de aluminio de VENTALUM provocó daños a la planta por más de 80 millones de dólares (Auty, 1989, p. 366).

⁴¹Una fuerte proporción de las inversiones en ITIE de estos dos países se dirigió a la siderurgia, a pesar de que los análisis de factibilidad realizados durante los optimistas años de la década de los setenta indicaban claramente que la producción de acero sería el uso menos rentable para su energía barata. Véase la tabla TA9.1 del anexo 9.

⁴²La Corporación Venezolana de Guayana se asoció con Aluisiusse y Reynolds para los proyectos de refinación de bauxita y fundición de aluminio, respectivamente. Sin embargo, los excesos en el presupuesto de construcción redujeron su capital social en las sociedades a menos del 4 por ciento y menos del 20 por ciento, respectivamente (la idea original era que tuvieran un 10 y un 50 por ciento, respectivamente, del capital de las sociedades).

⁴³*Dutch disease*. Este término se refiere a los efectos adversos sobre los sectores abiertos de una economía que se pueden producir, entre otras cosas, por un aumento exógeno en el precio de una mercancía que esta economía exporta. Para mayores detalles, véase Corden, 1982; Corden y Neary, 1982 y Gelb *et. al.*, 1986. Hay que señalar que las economías de Nigeria y Venezuela exhibían síntomas de "enfermedad holandesa" desde antes que sobreviniera el primer shock petrolero (Sid-Ahmed, 1990, p. 29).

⁴⁴Venezuela ha logrado reducir drásticamente sus costos de producción de aluminio, pero sólo mediante el recurso de fuertes devaluaciones del bolívar. En 1986, CVG calculó que la tasa interna de retorno de los proyectos de aluminio (la fundidora, la refinería y una parte de la hidroeléctrica de Guri) ha sido de 17 por ciento. Esto no da una buena idea de la rentabilidad de los 2.200 millones de dólares invertidos en estos proyectos, ya que el cálculo de CVG está basado en una tasa de cambio de cuando menos 14,50 bolívares por dólar (y las inversiones se hicieron en un momento en que la tasa de cambio era de 4,3 bolívares por dólar). Las sucesivas devaluaciones del bolívar también impulsaron a las exportaciones de acero, aunque los precios de exportación nunca han sido lo suficientemente grandes como para cubrir los costos de producción (Auty, 1989, p. 370)

⁴⁵Auty (1988, p. 240) ha observado que la mayoría de los gobiernos que ejecutaron proyectos de ITIE sucumbieron a la tentación de reducir discrecionalmente el costo de sus insumos energéticos para tratar de hacerlos competitivos. El efecto de esto es negativo, ya que las rentas implícitas en la energía barata se transmiten a los consumidores del producto en países desarrollados a través de precios más bajos. Por ejemplo, el precio de la electricidad para la planta venezolana de fundición de aluminio de la tabla TA9.3 se traduce en un tasa interna de retorno minúscula para el proyecto hidroeléctrico de Guri.

⁴⁶Es por eso que Majone insiste que *"the policy process becomes much more understandable if one assumes that actors view 'the rules of the policy game' as possible targets of political action"* (1989, p. 114).

⁴⁷La alternancia en el poder nunca ha protegido a PdVSA de la rapacidad de los políticos: desde 1976, todos los presidentes de Venezuela (irrespectivamente de su filiación partidista) han demostrado igual disposición para sangrar la paraestatal.

⁴⁸Gustafson correctamente (1989, p. 59) atribuye "la tendencia a perseguir políticas miopes" (esto es, enfocadas al corto plazo) a la necesidad imperiosa de los gobiernos de conseguir dinero fácil para tapar los hoyos en la nave del estado que sus predecesores, o ellos mismos, han horadado. En palabras de este autor, *"one is reminded of the hero of Jules Verne's Around the World in Eighty Days on his last desperate lap to London, frantically feeding his wooden paddle-steamer to the ship's boiler"*.

⁵⁰Downs ha demostrado que la supervivencia de agencias gubernamentales en buena medida depende del apoyo exterior (en el congreso, entre la élite empresarial de un país, etc.) del que disfrutan (1967, p. 5). Es por eso que Mommer acertadamente concluye que "la debilidad fundamental de PdVSA, al igual que la de los concesionarios que la antecedieron, es su aislamiento" (1994, p. 36). Según este autor (*ibid.*, p. 14), este aislamiento se debe a que la ley de Reserva excluye al capital privado nacional de las actividades petroleras de una forma más radical que al capital extranjero (la ley dice que en casos especiales, el congreso podrá permitir que PdVSA forme sociedades con empresas *extranjeras* para llevar a cabo alguna de las actividades reservadas; en contraste, la ley no contempla la posibilidad de que PdVSA pudiera formar sociedades con empresas nacionales).

⁵¹El nombramiento de Calderón Berti a la presidencia de PdVSA debe haber alertado a los dirigentes de la compañía de los peligros que acarrearía la insubordinación abierta.

⁵²PdVSA mantiene que, a precios de hoy, comprar un sistema de refinación y distribución internacional como el suyo costaría entre 20 y 25 mil millones de dólares, o sea, mucho más que los 1,670 millones de dólares que la paraestatal dice haber invertido hasta ahora en la internacionalización (*PfW*, nov. 14, 1994, p. 3). Estas cifras, sin embargo, son algo exageradas. En primer lugar, los 20-25 mil millones de dólares de que habla PdVSA seguramente representan la suma de los costos de reposición de las 15 refinerías que la paraestatal tiene en su haber, porque el valor de mercado de estos activos no llega, ni con mucho, a la mitad de esta cantidad. En segundo lugar, PdVSA ha asumido deuda de sus filiales extranjeras por un valor aproximado de 1.400 millones de dólares: este detalle duplica el costo que PdVSA dice haber pagado por las plantas. En tercer lugar, este costo de adquisición no toma en cuenta los costos ocultos en los que la paraestatal ha incurrido por concepto de descuentos.

⁵³*PfW*, ene. 10, 1983, p. 5.

⁵⁴Coronel (1983, p. 168) deja muy en claro que la mayoría de los petroleros venezolanos esperaban la confiscación meses antes de que finalmente se llevara a cabo. Véase también *PON*, mar. 26, 1982, p. 1.

⁵⁵Poco antes de ser nombrado presidente de PdVSA, Calderón Berti volvió a darse de comadas con la dirigencia de PdVSA, justamente a raíz de la firma del convenio de asociación con Veba. Calderón Berti insistió en firmar el convenio, cosa a la que objetó el general Alfonso Ravard aduciendo que se trataba de una alianza entre empresas, y no de un tratado entre estados. Como estos argumentos no convencieran al ministro de desistir, el general Alfonso se negó a asistir al acto, y el vice-presidente de la compañía, Wolf Petzall, tuvo que firmar el convenio en lugar suyo (Sosa Pietri, 1993, p. 69).

⁵⁶En palabras de Rodríguez Eraso (1986, v. I, p. 113): "la polémica suscitada y la indecisión política reinante alrededor del caso [sirvieron] para restar dinamismo a la aplicación de la estrategia de internacionalización hasta el punto de que otras oportunidades de participación o asociación que venían siendo estudiadas [sufrieron] considerable retraso".

⁵⁷Y en esto no habrían de equivocarse, por cierto. Natera, que tan auspiciosamente comenzara su primer período en funciones, terminaría por renunciar apenas transcurridos un par de meses desde el comienzo de su segundo período, exasperado ante la constante interferencia en los asuntos internos de PdVSA de parte de los burócratas del MEM (Sosa Pietri, 1993, p. 73).

⁵⁸Este pasaje está basado en testimonios orales de Juan Chacín y Pablo Reimpell (presidente y primer vice-presidente de PdVSA, respectivamente). Según *PIW*, "condiciones de mercado cada vez más adversas incitaron al gobierno a evitar el debate en el congreso . . . y a dar la luz verde a PdVSA para finalizar tres acuerdos pendientes y para buscar otros nuevos" (ene. 27, 1986, p. 3; cursivas JCB).

⁵⁹Hasta noviembre de 1985, todavía era posible calcular los precios con los que PdVSA facturaba a sus subsidiarias (recuérdese que los precios del crudo cambiaban 5 o 6 veces por año a lo mucho, y que se publicaban en todas partes, porque eran precios oficiales). Esta fecha marca una ruptura porque, por primera vez, el ministerio dio permiso a PdVSA de establecer precios de transferencia para la refinería de Curaçao que, por un lado, no estaban basados en precios oficiales y, por el otro, podían ser modificados sin la aprobación previa del ministerio (*PON*, nov. 5, 1985, p. 2). Un funcionario de PdVSA describió este arreglo como "una parte importante del experimento venezolano de internacionalización" (*ibid.*).

⁶⁰En este sentido, merece la pena recordar las razones por las cuales Enrico Mattei prefería el trueque a las transacciones comunes y corrientes. Como dice Frankel, el trueque hacía imposible "saber exactamente cuánto había costado el crudo que ENI había comprado . . . [o] cuánto valían las mercancías italianas [entregadas a cambio]. Esta incertidumbre [era conveniente] porque ningún observador exterior podía estar seguro del significado económico de las transacciones. [Mattei] siempre tenía la libertad de presentarlas como se le diera la gana" (1966, p. 139).

⁶¹Véase la tabla TA8.1 del anexo 8.

⁶²Conviene mencionar, de paso, que el sistema doméstico de refinación de PdVSA probablemente se utiliza también como un mecanismo de transferencia de renta; después de todo, una buena parte de las exportaciones venezolanas de gasolina, diesel, asfaltos, nafta virgen a Estados Unidos van a parar a manos de Citgo, la cual seguramente paga a su matriz precios "preferenciales" por estos productos. Es más, hasta el tan criticado programa de construcción naviera hace sentido en este contexto: los costos de transporte constituyen un elemento más que se puede manipular para incrementar la magnitud de las rentas transferidas; no es ninguna coincidencia que los buques-tanque de PdVSA se utilicen para abastecer solamente a sus subsidiarias en Estados Unidos, y no a terceros, los cuales seguramente se rehusarían a pagar fletes artificialmente altos (*PON*, ago. 29, 1991, p. 3).

⁶³Estas amenazas preocuparon mucho a PdVSA en ese entonces, sobre todo porque Pérez parecía tener una buena oportunidad de ganar las elecciones, pero también porque en esos momentos PdVSA se encontraba en pleno proceso de negociación de un par de alianzas estratégicas, una con Unocal y la segunda con Steuart Petroleum (una compañía, que se dedicaba a la distribución al mayoreo de productos petrolíferos).

⁶⁴Esto permitió que la transacción con Unocal se llevara a buen término. La tentativa de asociación con Steuart, sin embargo, se vino abajo. Según algunas fuentes, esto se debió a que "los venezolanos aparentemente querían un grado de control sobre la sociedad mucho mayor al que el consejo de Steuart estaba dispuesto a ceder" (*NPN*, abr. 1988, p. 31), y no tanto a la incertidumbre que generaron las arengas de Pérez.

⁶⁵Platt's reportó que, de acuerdo a Armas: "Venezuela's international integration policy had always stressed that PdVSA should be in a 50-50 partnership with major oil companies in its foreign ventures" (*PON*, ene. 14, 1992, p. 1).

⁶⁶En respuesta a Armas, PdVSA publicó un desplegado que decía: "Citgo ha sido un factor fundamental en el crecimiento de PdVSA, y ha contribuido sustancialmente a mejorar la posición

estratégica de la compañía . . . La venta total o parcial de Citgo, por lo tanto, no entra dentro de los planes de PdVSA (*ibid.*, p. 4).

⁶⁷En enero de 1992, Armas había dicho que el gobierno pediría alrededor de 1.500 millones de dólares por la mitad de Citgo.

⁶⁸Una acción de este estilo, además, hubiera contravenido la política declarada del gobierno de que los recursos procedentes de cualquier venta de activos de refinación en el exterior se canalizarían hacia nuevos proyectos de integración vertical internacional (*PON*, jun. 8 1992, p. 1).

⁶⁹Aunque Armas desmintió que la orden fuera extensiva a las acciones de PdVSA en Ruhr.

⁷⁰Pérez *dixit*: "[esta medida se justifica porque,] si el gobierno de los Estados Unidos se decidiera algún día, por cualquier motivo [*sic.*], a tomar acciones represivas contra Venezuela, la presencia de un socio estadounidense . . . protegería [a PdVSA]. Por lo tanto, es un error que nosotros tengamos todo [Citgo] . . . ya que con un socio americano el gobierno de ese país tendría un mayor interés en proteger a la compañía" (*PON*, sept. 1, 1992, p. 1). Las ideas de Armas, nada sorprendentemente, iban por los mismos derroteros, como se puede apreciar en las líneas siguientes: "Siempre ha sido una tesis del presidente que las inversiones en países industrializados como los Estados Unidos, con normas ambientales cada vez más rígidas, requerirán un inmenso esfuerzo en términos de inversiones adicionales. También se ha entendido que estas inversiones colocaban a nuestro país en una posición débil en relación con un gobierno tan poderoso como el estadounidense [*sic.*], y que, por lo tanto, era mejor compartir estos riesgos con empresarios de los países donde tenemos estas inversiones" (*PON*, sept. 3, 1992, p. 1).

⁷¹En la práctica, PdVSA no respetó esta restricción aparentemente voluntaria (como lo demuestra la reciente adquisición de la refinería de St. Rose).

⁷²Una y otra vez, PdVSA ha silenciado a los críticos de la internacionalización diciendo que sus ventas de crudo a sus subsidiarias extranjeras le redituán mayores ganancias que las ventas al resto de sus clientes (véase por ejemplo *PON*, nov. 7, 1989, p. 3). Esto, sin embargo, es una consecuencia lógica del hecho de que los crudos que PdVSA vende a sus subsidiarias son de mejor calidad que los que vende al resto de sus clientes. Afortunadamente para la compañía, nadie en Venezuela se ha tomado la molestia de revisar las cifras de importaciones publicadas por el API.

⁷³Esto probablemente explica el por qué de la renuencia de PdVSA a instrumentar un programa de administración de riesgos basado en futuros u otros derivados que *no* involucre la adquisición de activos de refinación (Claessens y Varangis, 1994): dicho programa no mejoraría la capacidad de maniobra de su dirigencia.

El menosprecio que PdVSA ha expresado repetidamente hacia estos mercados - en alguna ocasión un alto funcionario de PdVSA preguntó a un reportero: "Why should we hedge for a few pennies a barrel?" (*EC*, 9 ago. 1991) - resulta bastante extraño, en parte porque todas las compañías que PdVSA conscientemente emula (salvo Exxon) consideran que esos cuantos centavos son un motivo más que suficiente para participar activamente en los mercados de derivados y mantener un grupo dedicado a la administración de riesgos, pero también porque algunos otros países exportadores de petróleo han demostrado la eficacia de los derivados para cubrirse de los vaivenes en el precio del crudo.

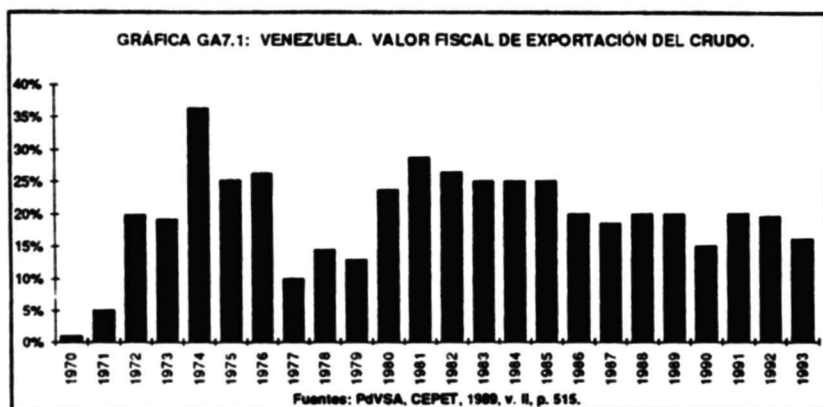
⁷⁴Véase nota 72.

⁷⁵Téngase en cuenta, además, que la capacidad de almacenamiento de PEMEX es mucho menor que la de PdVSA.

⁷⁶Durante el mes de enero de 1994, por ejemplo, PdVSA tuvo grandes dificultades para colocar su volumen disponible de crudo pesado. En esa ocasión, la compañía venezolana tuvo que llenar sus tanques de almacenamiento hasta el tope (entrevista personal con funcionarios de Lagoven). La situación de PEMEX en ese mes fue muy distinta: las nominaciones de crudo Maya excedieron marginalmente al volumen disponible.

⁷⁷Véase *PIW*, nov. 25, 1991, pp. 1-2.

ANEXO 7: VALOR FISCAL DE LAS VENTAS DE CRUDO DE PdVSA



ANEXO 8: EVOLUCIÓN DE LA COMPOSICIÓN DE LOS ACTIVOS DE PdVSA

TABLA TAB.1: Composición de los activos de PdVSA, en porcentajes (1976-1993)

	<i>Efectivo y equivalentes</i>	<i>BCV: bonos del gobierno *</i>	<i>Cuentas por cobrar</i>	<i>Inventarios**</i>	<i>IRD v/GPA §</i>	<i>Inversiones §§</i>	<i>PPE §§§</i>
1976	0.136	0.007	0.333	0.111	0.050	0.019	0.342
1977	0.291	0.003	0.238	0.101	0.040	0.012	0.311
1978	0.252	0.004	0.242	0.088	0.034	0.062	0.314
1979	0.337	0.006	0.219	0.078	0.037	0.039	0.278
1980	0.403	0.000	0.125	0.057	0.037	0.098	0.276
1981	0.285	0.000	0.118	0.077	0.096	0.096	0.374
1982	0.019	0.143	0.114	0.049	0.053	0.063	0.550
1983	0.016	0.138	0.094	0.042	0.057	0.054	0.589
1984	0.011	0.201	0.102	0.024	0.065	0.042	0.529
1985	0.007	0.193	0.078	0.032	0.073	0.045	0.543
1986	0.018	0.131	0.068	0.041	0.078	0.075	0.605
1987	0.034	0.147	0.086	0.044	0.091	0.064	0.515
1988	0.034	0.005	0.088	0.047	0.094	0.072	0.585
1989	0.017	0.014	0.078	0.070	0.004	0.046	0.753
1990	0.015	0.036	0.091	0.062	0.022	0.038	0.714
1991	0.011	0.008	0.025	0.069	0.028	0.035	0.729
1992	0.012	0.001	0.048	0.056	0.024	0.036	0.746
1993	0.013	0.002	0.059	0.050	0.019	0.040	0.780

* Activos líquidos controlados por el Banco Central de Venezuela, o bonos de la deuda pública venezolana

** Crudo y productos, y materiales y suministros

§ Impuesto sobre la renta diferido y gastos pagados por anticipado

§§ Incluye inversiones en Pequiven, Palmaven, Carbozulia, varias empresas petroquímicas y todas las refinerías extranjeras excepto Isla y las que pertenecen a Citgo

§§§ Propiedades, plantas y equipos (incluye a Citgo)

Fuente: PdVSA

ANEXO 9: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD REAL Y ESPERADA DE PROYECTOS DE ITIE EN PAÍSES EN DESARROLLO Y DE LA COMPETITIVIDAD DE LOS MEGA-PROYECTOS VENEZOLANOS DE ACERO Y ALUMINIO

TABLA TA9.1: Ingresos netos de proyectos de ITIE concebidos para utilizar gas natural

Uso del gas	Precios proyectados (dólares/ton.)	P. reales (dólares/ton.)	Gas utilizado (MPC/Ton.)	Costo FOB (dólares/ton.)	Flete (dólares/ton.)	Ingreso neto proyectado	Ingreso real (dólares/MMBTU)**
LNG	382.00	241.90	59.00	162.80	44.30	2.96	0.59
Metanol	321.17	150.00	42.60	77.70	30.00	5.01	0.91
Acero	361.00	259.00	395.00	173.60	30.00	7.51	2.64
Aluminio	2,402.00	1,081.20	115.00	1,218.30	30.00	10.25	(1.44)
LDPE*	1,401.00	590.00	110.00	408.60	40.00	13.37	2.15
Urea	342.60	148.70	1,039.00	86.30	20.00	9.97	1.79
Exportaciones de crudo	323.70	203.77	-	3.01	1.50	6.84	3.84

*LDPE: Polietileno de baja densidad

** MMBTU: Millones de British Thermal Units

Fuente: Auty, 1988, p. 239

TABLA TA9.2: Costos estimados de plantas siderúrgicas en distintos países

Características	País			
	Venezuela	Nigeria	Indonesia	Arabia Saudita
Tipo de proyecto	Expansión	Nuevo	Nuevo	Nuevo
Capacidad instalada (millones de toneladas)	4.80	0.95	2.00	0.80
Inversión (millones de dólares)	4.81	1.70	2.25	0.80
Fecha de inauguración	1979	1981	1981	1983
Costos por tonelada al 100 por ciento de utilización (dólares)				
Materia prima y energía para la reducción directa del hierro	46.46	43.50	63.00	39.75
Desecho	13.42	27.00	14.00	16.00
Energía y materiales	54.51	199.60	166.08	79.26
Mano de obra	96.15	53.05	54.23	63.41
Mantenimiento y costos de administración	29.70	51.30	43.30	24.79
Depreciación	74.60	89.40	56.25	39.90
Pago de intereses	114.30	33.15	10.12	31.45
Ganancias a un precio de 280 dólares por tonelada	(149.14)	(217.00)	(126.98)	(14.56)

Fuente: Auty, 1989, p. 361.

TABLA TA9.3: Costos estimados de distintas fundidoras de aluminio en 1982

<i>Características</i>							
Pais	Canadá	Francia	Japón	EU	Oceania	Venezuela	
Fecha de inauguración	1943	1970	1972	1982	1982	1982	
Fuente de energía	hidro.	hidro.	combustóleo	hidro.	carbón	hidro.	
Costos (dólares por tonelada)							
Óxido de aluminio	404	404	395	404	385	482	
Carbón	124	132	115	132	115	153	
Otros materiales	110	110	110	110	110	132	
Electricidad	69	366	1.039	446	386	73	
Mano de obra	169	102	60	292	85	190	
Mantenimiento	110	78	58	167	70	183	
Administración	53	26	16	92	23	87	
Costos variables totales	1.039	1.218	1.793	1.643	1.174	1.300	
Servicio de capital (costo histórico)	75	183	212	330	360	413	
Costos totales por tonelada	1.114	1.401	2.005	1.973	1.534	1.713	
Servicio de capital (costo de reemplazo)	360	360	330	330	360	413	
Costo total por tonelada	1.399	1.578	2.123	1.973	1.534	1.713	
Costo de instalación de electricidad (MMUSD/kWh)	4	22	70	26	24	5	
Costo de la nueva capacidad (dólares/tonelada)	2.400	2.400	2.200	2.200	2.400	2.750	
Composición porcentual de los costos							
Materiales	57	46	31	33	40	45	
Electricidad	6	26	52	23	25	4	
Mano de obra, administración y mantenimiento	30	15	7	28	12	27	
Costo de servicio de capital (histórico)	7	13	10	16	23	24	
Base: Costo total (histórico) Canadá = 100	100	126	180	177	138	154	
Costo total (de reemplazo) Canadá = 100	100	113	152	141	110	122	

Fuente: Auty, 1988, p. 239

TABLA TA9.4: Evaluación de las estrategias de ITIE de diversos países

<i>Opción</i>							<i>Bajo riesgo</i>	<i>Alto riesgo</i>
Estrategia								
1. Papel de la ITIE en la estrategia global de desarrollo							Menor	Dominante
2. Grado de especialización de la ITIE							Alta	Baja
Ejecución								
3. Secuenciamiento de los proyectos							Alto	Bajo
4. Cooperación con empresas multinacionales con experiencia en el área							Alta	Baja
Condiciones económicas y comerciales								
5. Tipo de crecimiento del PIB no petrolero del país							Sostenido	Errático
6. Acceso a mercados de exportación							Alto	Bajo
<i>Cálculo del factor de riesgo para:</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>Índice de riesgo</i>	
Camerún	1	3	1	1	1	5	0.40	
Bahrein	3	3	1	1	3	1	0.40	
Indonesia	3	1	1	3	3	3	0.46	
Malasia	3	1	3	3	3	3	0.53	
Arabia Saudita	5	5	1	1	3	3	0.60	
Trinidad y Tobago	5	3	3	3	3	3	0.67	
Venezuela	5	5	5	5	3	3	0.87	
Nigeria	5	5	5	5	5	5	1.00*	

Un índice de 1.00 equivale a alto riesgo en los seis factores mencionados arriba

Fuente: Auty, 1989, p. 355

BIBLIOGRAFÍA

Libros y artículos

Adelman, Morris A.

1972 *The World Petroleum Market*. Baltimore, The Johns Hopkins University Press.

1984 "International Oil Agreements". *The Energy Journal*, vol. 5, no.3, pp. 1-9.

1986 "Oil Producing Countries' Discount Rates". *Resources and Energy*, 8, pp. 309-329.

1989 "Mideast Governments and the Oil Price Prospect". *The Energy Journal*, vol. 10, no.2, pp. 15-24.

Ait-Laoussine, Nordine y Wood-Collins, John

1988 "Downstream Integration: Myths and Realities", *PIW*, oct. 3, 1988, suplemento especial, 4 pp.

Alcock, Frank

1992 "The Future of National Oil Companies: the Experiences of PdVSA". *Oxford Energy Forum*, no. 9, pp. 9-11.

Allen, Bruce

1971 "Vertical Integration and Market Foreclosure: The Case of Cement and Concrete", *Journal of Law and Economics*, 14, pp. 777-795.

Allison, Graham T.

1971 *Essence of Decision. Explaining the Cuban Missile Crisis*. Boston, Little, Brown and Company.

American Petroleum Institute (API)

1976 *Witnesses for Oil. The Case Against Dismemberment*. Washington D.C., API.

Amuzegar, Jahangir

1982 "Oil Wealth: a Very Mixed Blessing". *Foreign Affairs*, 60, pp. 814-834.

Anderson, Erin y Schmittlein, David

1984 "Integration of the Sales Force: an Empirical Investigation". *Rand Journal of Economics*, 15, pp. 385-395.

Auty, Richard M.

1988 "Oil Exporters' Disappointing Diversification into Resource Based Industry: the External Causes", *Energy Policy*, 16, pp. 230-242.

1989 "The Internal Determinants of Eight Oil-exporting Countries' Resource Based Industry Performance". *Journal of Development Studies*, 26, pp. 354-372.

Bacon, Robert, et. al.

1990 *Demand, Prices and the Refining Industry. A Case-Study of the European Oil Products Market*. Oxford, Oxford University Press.

Barzelay, Michael

1986 *The Politicized Market Economy. Alcohol in Brazil's Energy Strategy*. Berkeley, University of California Press.

Bernstein, Peter L.

1993 *Capital Ideas. The Improbable Origins of Modern Wall Street*. New York, The Free Press.

Bigler, Gene E. y Vilorio, Enrique

1984 "State Enterprises and the Decentralized Public Administration", en *Venezuela. The Democratic Experience*. J. Martz y D. Myers (eds.). New York, Praeger.

Blair, John M.

1978 *The Control of Oil*. New York, Vintage Books.

Blair, Roger D. y Kaserman, David L.

1983 *Law and Economics of Vertical Integration and Control*. New York, Academic Press.

- Boué, Juan Carlos
1993 *Venezuela. The Political Economy of Oil*. Oxford, Oxford University Press.
- Brewer-Carías, Alan R.
1981 "Aspectos organizativos de la industria petrolera nacionalizada en Venezuela", en Kaplan, *op. cit.*, pp. 333-432.
- Brown, Keith C.
1989 "Reserves and Reserve Production Ratios in Imperfect Markets", *The Energy Journal*, vol. 10, no. 2, pp. 177-186.
- de Bruyne, Dirk
1981 "Is Integration Still the Name of the Oil Game?", *PIW*, oct. 12, suplemento especial, 2 pp.
- Burrough, Bryan y Helyar, John
1990 *Barbarians at the Gate. The Fall of RJR Nabisco*. New York, Harper and Row.
- CEPET
1989 *La industria venezolana de los hidrocarburos*. Caracas, Ediciones del Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales. 2 vols.
- de Chazeau, Melvin G. y Kahn, Alfred E.
1959 *Integration and Competition in the Petroleum Industry*. New Haven, Yale University Press.
- Claessens, Stijn y Varangis, Panos
1994 *Oil Price Instability, Hedging and an Oil Stabilization Fund. The Case of Venezuela*. Policy Research Working Paper 1290. Washington, The World Bank.
- Coase, Ronald
1937 "The Nature of the Firm", *Economica*, 4, pp. 386-405.
- Colitti, Marcello
1988 *The Structure of Oil: the Irreversible Partnership*. Roma, ENI.
1993 "The Need for Reintegration in the World Oil Industry", en *Oil Production Capacity: Investments, Relationships, Policies*. London, Centre for Global Energy Studies.
- Copeland, Thomas, Koller, Tim y Murrin, Jack
1991 *Valuation. Measuring and Managing the Value of Companies*. New York, John Wiley & Sons.
- Coppedge, Michael
1994 *Strong Parties and Lame Ducks: Presidential Partyarchy and Factionalism in Venezuela*. Stanford, Stanford University Press.
- Corden, W. Max
1982 "Booming Sector and Dutch Disease Economics: Survey and Consolidation", *Oxford Economic Papers*, 34, pp. 359-380.
- Corden, W. Max y Neary, Peter
1982 "Booming Sector and De-Industrialisation in a Small Open Economy", *The Economic Journal*, 92, pp. 825-848.
- Coronel, Gustavo
1983 *The Nationalization of the Venezuelan Oil Industry. From Technocratic Success to Political Failure*. Lexington, Mass., Lexington Books.
- Danielsen, Albert L.
1982 *The Evolution of OPEC*. New York, Harcourt, Brace, Jovanovich.
Department of Energy, Energy Information Administration (DOE/EIA)
1983 *The Petroleum Resources of Venezuela and Trinidad and Tobago*. Washington, D.C., National Energy Information Center.
- Doran, Charles
1977 *Myth, Oil and Politics. Introduction to the Political Economy of Petroleum*. New York, The Free Press.

- Downs, Anthony
1967 *Inside Bureaucracy*. Boston, Little, Brown and Co.
- Emond, Mark
1988 "Foreign Oil Producers Target Downstream Operations: What It Means to the Oil Industry", *National Petroleum News*, vol. no. 68, pp. 28-38.
- Evans, John
1991 *OPEC and the World Energy Market. A Comprehensive Reference Guide*. Harlow, Longman.
- Feigenbaum, Harvey
1985 *The Politics of Public Enterprise. Oil and the French State*. Princeton, Princeton University Press.
- Fesharaki, Fereidun e Isaak, David
1983 *OPEC, the Gulf and the World Petroleum Market: A Study in Government Policy and Downstream Operations*. Boulder, Westview Press.
- Frank, Helmut
1966 *Crude Oil Prices in the Middle East*. New York, Praeger.
- Frankel, Paul
1946 *Essentials of Petroleum*. London, Chapman and Hill.
1953 "Integration in the Oil Industry", *The Journal of Industrial Economics*, vol. 1, no. 3, pp. 202-211.
1966 *Mattei: Oil and Power Politics*. London, Faber and Faber.
1989 "Principles of Petroleum - Then and Now", *The Energy Journal*, vol.10, no. 2, pp. 1-5.
- Freyer, Tony
1992 *Regulating Big Business Antitrust in Great Britain and America, 1880-1990*. Cambridge, Cambridge University Press.
- Friedman, Milton
1953 *Essays in Positive Economics*. Chicago, University of Chicago Press.
- Gelb, Alan, et. al.
1988 *Oil Windfalls. Blessing or Curse?* Oxford, Oxford University Press.
- Grayson, Leslie E.
1981 *National Oil Companies*. Chichester, John Wiley and Sons.
- Gustafson, Thane
1989 *Crisis amid Plenty. The Politics of Soviet Energy under Brezhnev and Gorbachev*. Princeton, Princeton University Press.
- Hartshorn, Jack
1962 *Oil Companies and Governments. An Account of the Oil Industry in Its Political Environment*. London, Faber and Faber.
1993 *Oil Trade: Politics and Prospects*. Cambridge, Cambridge University Press.
- Harvey, Neil (ed.)
1993 *Mexico: Dilemmas of Transition*. London, The Institute of Latin American Studies.
- Hausmann, Ricardo
1991 *Dealing with Negative Oil Shocks: the Venezuelan Experience in the Eighties*. Caracas, Instituto de Estudios Superiores de Administración.
- Hawdon, David (ed.)
1985 *The Changing Structure of the World Oil Industry*. London, Croom Helm.
- Hay, Donald, y Morris, Derek
1991 *Industrial Economics and Organization. Theory and Evidence*. Oxford, Oxford University Press.
- Heller, Mike
1993 "Hijacking the Public Interest: the Politics of Telecommunications Policy in Mexico", en Harvey, *op. cit.*, pp. 172-195.

Hirschman, Albert O.

1970 *Exit, Voice and Loyalty: Responses to Decline in Firms, Organizations and States*. Cambridge, Mass., Harvard University Press.

1981 *Essays in Trespassing: Economics to Politics and Beyond*. New York, Cambridge University Press.

Horsnell, Paul, y Mabro, Robert

1993 *Oil Markets and Prices. The Brent Market and the Formation of World Oil Prices*. Oxford, Oxford University Press.

Johnson, William A. et al.

1975 *Competition in the Oil Industry*. Washington D.C., Energy Policy Research Project, The George Washington University.

Johnston, Daniel

1992 *Oil Company Financial Analysis in Non-technical Language*. Tulsa, Okla., PennWell.

Joskow, Paul

1985 "Vertical Integration and Long-term Contracts: the Case of Coal-burning Electric Generating Plants", *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 1, no. 1, pp. 33- 79.

Kaplan, Marcos. (coord.)

1981 *Petróleo y desarrollo en México y Venezuela*. México, U.N.A.M./Nueva Imagen.

Klein, Benjamin, Crawford, Robert y Alchian, Armen

1978 "Vertical Integration, Appropriable Rents and the Competitive Contracting Process". *Journal of Law and Economics*, 21, pp. 297-326.

Klemperer, Paul

1987 "The Competitiveness of Markets with Switching Costs", *Rand Journal of Economics*, 18, pp. 138-150.

Loomis, Carol J.

1994 "The Risk that Won't Go Away". *Fortune*, vol. 129, no. 5, pp. 22-33.

Mabro, Robert

1987 *Netback Pricing and the Oil Price Collapse of 1986*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.

1989 *OPEC's Production Policies. How Do They Work? Why Don't They Work?* Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.

1993 *OPEC and the Price of Oil*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.

Majone, Giandomenico

1989 *Evidence, Argument and Persuasion in the Policy Process*. New Haven, Conn., Yale University Press.

Martínez, Aníbal R.

1987 "The Orinoco Oil Belt, Venezuela", *Journal of Petroleum Geology*, 2, pp. 125-134.

Masten, Scott

1984 "The Organization of Production: Evidence from the Aerospace Industry". *Journal of Law and Economics*, 27, pp. 403-418.

Maza Zavala, Domingo y Malavé Mata, Héctor

1981 "Aspectos económicos y políticos de la nacionalización de la industria petrolera en Venezuela", en Kaplan, *op. cit.*, pp. 157-191.

McBride, M.E.

1983 "Spatial Competition and Vertical Integration: Cement and Concrete Revisited". *American Economic Review*, 73, pp. 1011-1022.

McLean, John H. y Haigh, Robert W.

1954 *The Growth of Integrated Oil Companies*. Boston, Harvard University Press.

- Mieres, Francisco
 1981 "El papel del petróleo venezolano en la perspectiva de la crisis energética", en Kaplan, *op. cit.*, pp. 219-279.
- Mlotok, Paul
 1994 "The Dis-Integration of the Oil Industry", *MEES*, sept. 5, pp. D1-D4.
- Molina, José y Pérez, Carmen
 1994 "Le Venezuela: les élections de 1993. Vers un nouveau système des partis?", *Problèmes d'Amérique latine*, 15, pp. 87-102.
- Mommer, Bernard
 1988 *La cuestión petrolera*. Caracas. Asociación de Profesores de la Universidad Central de Venezuela/Editorial Tropykos.
 1994 *The Political Role of National Oil Companies in Exporting Countries: the Venezuelan Case*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- Monteverde, Kirk y Teece, David
 1982 "Supplier Switching Costs and Vertical Integration in the Automobile Industry", *Bell Journal of Economics*, 13, pp. 206-213.
- Myerson, R. y Satterthwaite, M.
 1983 "Efficient Mechanism for Bilateral Trading", *Journal of Economic Theory*, 28, pp. 265-281.
- Naím, Moisés
 1993 *Paper Tigers and Minotaurs: the Politics of Venezuela's Economic Reform*. Washington, D.C., Carnegie Endowment for International Peace.
- Navarro, Juan Carlos
 1994 *Reversal of Fortune: the Ephemeral Success of Adjustment in Venezuela Between 1989 and 1993*. Caracas (mimeo.).
- Noreng, Øystein
 1980 *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*. Boulder, ICEED.
- Novoa Monreal, Eduardo
 1981 "Características jurídicas y antecedentes políticos de la nacionalización venezolana del petróleo", en Kaplan, *op. cit.*, pp. 293-315.
- al-Obeidan, Abdullah y Scully, Gerald W.
 1993 "The Economic Efficiency of Backward Vertical Integration in the International Petroleum Refining Industry", *Applied Economics*, 25, pp. 1529-1539.
- Offe, Claus
 1985 *Disorganized Capitalism. Contemporary Transformations of Work and Politics*. John Keane (ed.). Cambridge, Polity Press.
- Palma, Pedro A.
 1985 *Aspectos económicos y financieros de la industria petrolera nacional, 1976-1985*. Caracas, Ediciones Amón.
- Parra Lizardo, Gastón
 1981 "El petróleo en la estrategia de transnacionalización del capital", en Kaplan, *op. cit.*, pp. 113-156.
- Penrose, Edith
 1968 *The Large International Firm in Developing Countries: The International Petroleum Industry*. London, George Allen and Unwin.
- Philip, George
 1982 *Oil and Politics in Latin America. Nationalist Movements and State Companies*. Cambridge, Cambridge University Press.
- Pigou, Arthur C.
 1920 *Economics of Welfare*. London, Macmillan.
- Porter, Michael
 1982 *Competitive Strategy*. New York, The Free Press.

- Quiros, Alberto
1993 "La visión unidimensional". *El Universal* (Caracas), 17 jun., secc. 2, p. 2.
- Richardson, George B.
1972 "The Organization of Industry". *The Economic Journal*, 82, pp. 883-896.
- Richardson, Jeremy J.
1982 "Problems of Controlling Public Sector Agencies: the Case of Norwegian Oil Policy". *Political Studies*, 29, no.1, pp. 35-50.
- Robinson, Silvan
1989a "Anatomy of Downstream Integration by Oil-producing Countries". *Natural Resources Forum*, 13, no. 1, pp. 71-74.
1989b "Real Cost Base of Oil Isn't What You Think". *PIW*, abr. 3, pp. 6-7.
1989c "Oil Trading: Yesterday, Today and Tomorrow", en *The Oil Market in the 1990s*. R.G. Reed y F. Fesharaki (eds.). Boulder, Westview Press.
- Rodríguez Erasó, Guillermo
1986 *Diez años de la industria petrolera nacional. 1976-1985*. Caracas, PdVSA. 3 vols.
- Roerber, Joe
1984 "The End of Integration". en *Crude Oil and Refining. The Economics, the Politics*. New York, Platt's/McGraw Hill. 12 pp.
- Rose, Richard
1987 "Steering the Ship of State: One Tiller but Two Pairs of Hands". *British Journal of Political Science*, 17, pp. 409- 433.
- Rusconi, Gian Enrico
1985 *Problemas actuales de teoría política*. México, U.N.A.M.
- Rusin, Michael y Simeon, Donna
1979 *The Effect of Vertical Integration on Petroleum Firm's Cost of Raising Capital*. Washington D.C., API.
- Sas, Blanche
1989 "Legal Aspects of Risk Management of Forward Oil Trading: the 'Forward' Oil Markets and Their Contracts". *Journal of Energy and Natural Resources*, vol. 7, no.1, pp. 142-160.
- Schelling, Thomas C.
1960 *The Strategy of Conflict*. Cambridge, Mass., Harvard University Press.
- Seymour, Adam
1990 *The Oil Price and Non-OPEC Supplies*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- Shepsle, Kenneth A.
1986 "Institutional Equilibrium and Equilibrium Institutions", en Herbert F. Weisberg (ed.), *Political Science: The Science of Politics*. New York, Agathon, pp. 51-81.
- Sid-Ahmed, Abdelkader
1990 *Development and Resource-based Industry. The Case of the Petroleum Economies. (A Brief Survey of Recent Studies)*. Vienna, OPEC Fund for International Development.
- Skeet, Ian, (ed.)
1989 *Paul Frankel: Common Carrier of Common Sense. A Selection of His Writings, 1946-1988*. Oxford, Oxford University Press.
- Sosa Pietri, Andrés
1993 *Petróleo y poder*. Caracas, Planeta Venezolana.
- Stuckey, John
1983 *Vertical Integration and Joint Ventures in the Aluminum Industry*. Cambridge, Mass., Harvard University Press.
- Stuckey, John y White, David
1993 "When and When *Not* to Integrate". *The McKinsey Quarterly*, no. 3, pp.3-27.

- Székely, Gabriel
1983 *La economía política del petróleo en México 1976-1982*. México. El Colegio de México.
- Teece, David J.
1987 *The Deregulation of Oil Pipeline Tariffs*. Mimeo.
- Telser, Lester y Higinbotham, Harlow
1977 "Organized Futures Markets: Costs and Benefits", *Journal of Political Economy*, 85, pp. 969-1000.
- Tiratsoo, E. N.
1984 *Oilfields of the World*. Beaconsfield, Scientific Press.
- Tirole, Jean
1988 *The Theory of Industrial Organization*. Cambridge, Mass., The MIT Press.
- Trabia, Xavier
1992 *Financial Oil Derivatives: From Options to Oil Warrants and Synthetic Oilfields*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies.
- Tugwell, Franklin
1975 *The Politics of Oil in Venezuela*. Stanford, Stanford University Press.
- United States Senate
1952 *The International Petroleum Cartel. Staff Report to the Federal Trade Commission Submitted to the Subcommittee on Monopoly of the Select Committee on Small Businesses, United States Senate*. Washington D.C., Government Printing Office.
- Uslaner, Eric M.
1989 *Shale Barrel Politics: Energy and Legislative Leadership*. Stanford, Stanford University Press.
- Verleger, Philip K.
1987 "The Evolution of Oil as a Commodity", en *Energy: Markets and Regulation. Essays in Honor of M.A. Adelman*. R. Gordon, H. Jacoby y M. Zimmerman (eds.). Cambridge, Mass., MIT Press.
- Vickers, John
1985 "Delegation and the Theory of the Firm", *Economic Journal*, Suppl. 95, pp. 138-147.
- Wagner, Fritz
1980 *La ciencia de la historia*. México, U.N.A.M.
- Wildavsky, Aaron
1979 *Speaking Truth to Power*. Boston, Little, Brown and Co.
- Williamson, Oliver E.
1979 "Transaction-cost Economics: the Governance of Contractual Relations", *Journal of Law and Economics*, 22, pp. 233-261.
1989 *Las instituciones económicas del capitalismo*. México, Fondo de Cultura Económica.
1991 *Mercados y jerarquías: su análisis y sus implicaciones antitrust*. México, Fondo de Cultura Económica.
- World Petroleum Congress
1984 *Classification and Nomenclature Systems for Petroleum and Petroleum Reserves*. New York, John Wiley & Sons.
- Yarrow, George
1973 "Managerial Utility Maximisation under Uncertainty", *Economica*, 40, pp. 155-173.
- Yergin, Daniel
1991 *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money and Power*. New York, Simon and Schuster.
- Zlatnar, Mirjana
1986 "Venezuela Is Ready for Future Challenges", *OPEC Bulletin*, vol. 16, no. 10, pp. 28-36.

Reportes anuales de empresas petroleras

AB Nynäs Petroleum, 1980-1994
Citgo Petroleum Corporation, 1986-1994
Lyondell Petrochemical Company, 1988-1993
Petróleos de Venezuela S.A. (a), 1976-1993
Petróleos de Venezuela S.A. (b), 1992-1993
Petróleos de Venezuela S.A. (c), 1984-1993
Unocal Corporation, 1984-1994
Veba Öl, 1979-1993

Estadísticas gubernamentales

American Petroleum Institute (API), Washington, D.C., API Finance Accounting and Statistics Department

- (a) *Imported Crude Oil & Petroleum Products*, 1983-1994
- (b) *Basic Petroleum Data Book. Petroleum Industry Statistics*, 1970-1994

Department of Energy, Energy Information Administration (DOE/EIA), Washington, D.C., National Energy Information Center

- Monthly Energy Review (MER)*, 1980-1994
- Petroleum Marketing Annual (PMA)*, 1980-1993
- Petroleum Supply Annual (PSA)*, 1980-1994

International Energy Agency (IEA), Paris

- Quarterly Oil Statistics and Energy Balances (QOSEB)*, 1978-1994

Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela (MEM), Caracas.

- Petróleo y otros datos estadísticos*, 1976-1994

Publicaciones periódicas, anuarios y enciclopedias

The Barrel

Bloomberg Oil Buyers' Guide (BOBG)

Bottom of the Barrel (BOB)

Charles River Associates Petroleum Economics Monthly (CRA)

C-Store Digest (CSD)

Dictionary of Derivatives

The Economist

Energy Détente (ED)

Energy Economist (EE)

Euroil

European Energy Report (EER)

Financial Times (FT)

Global Oil Report (GOR)

International Gas Report (IGR)

International Petroleum Encyclopedia (IPE)

International Petroleum Finance (IPF)

Jet Fuel Intelligence (JFI)

Latin American Weekly Report (LAWR)

Middle East Economic Survey (MEES)

National Petroleum News (NPN)

National Petroleum News Fact Book (NPNFB)

Oil Daily Energy Compass (EC)

Oil&Gas Journal (O&GJ)

Oil&Gas Journal Data Book (OGJDB)

Oilweek

OPEC Bulletin (OB)

Oxford Energy Forum (OEF)

PDVSA Contact

Platt's Oilgram News (PON)

Platt's Global Alert (PGA)

Petroleum Economist (PE)

The Petroleum Industry Indicators (PII)

Petroleum Intelligence Weekly (PIW)

Petroleum Press Service (PPS)

Petroleum Times (PT)

PetroCompanies

Shell World

US Oil Week (USOW)

The Wall Street Journal (WSJ)

Weekly Petroleum Argus (WPA)