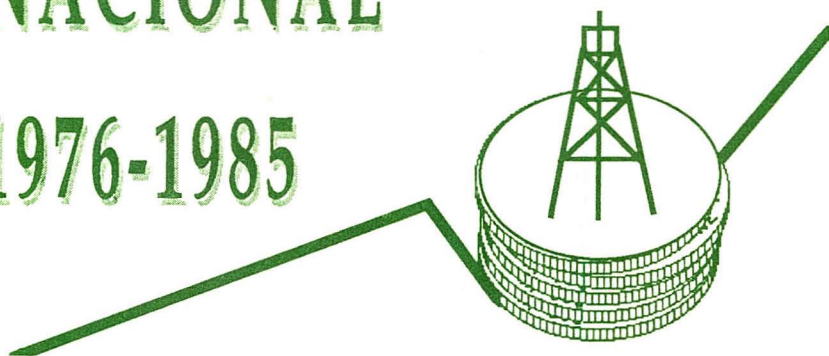


ASPECTOS ECONOMICOS
Y FINANCIEROS
DE LA
INDUSTRIA PETROLERA
NACIONAL

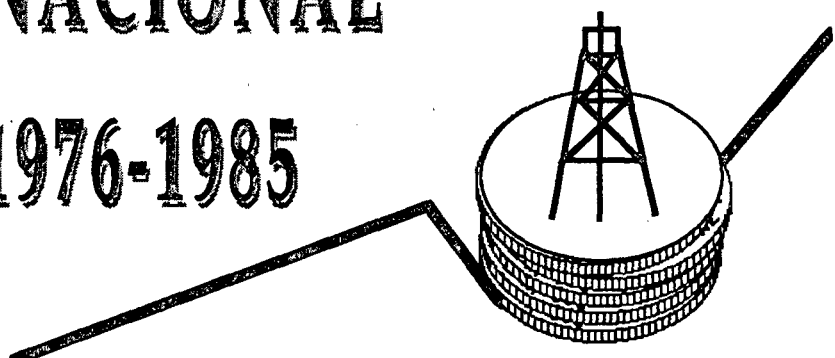
1976-1985



PEDRO A. PALMA C.

**ASPECTOS ECONOMICOS
Y FINANCIEROS
DE LA
INDUSTRIA PETROLERA
NACIONAL**

1976-1985



PEDRO A. PALMA C.

ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

Pedro A. Palma C.

El autor agradece la colaboración que le fue brindada por un sinnúmero de personas, dentro y fuera de la industria petrolera, sin la cual hubiera sido imposible la elaboración de este trabajo. En especial hay que mencionar a Gabriel Paoli, Luis Ríos, Edgar Olivo, Antonio Casas González, José Mavárez, Alvaro López, Jorge Crasto, Raúl López, Vinicio Paredes, Gustavo Coronel y Gloria Prieto. Igualmente, es necesario agradecer el soporte y valiosa información obtenida de los promotores y de los autores de los otros trabajos, que junto a éste integran la obra conmemorativa de los diez años de PDVSA. Entre ellos se encuentran Brígido Natera, Pablo Reimpell, Juan Chacín, Guillermo Rodríguez Eraso, José Giacopini Zárraga y Julio César Arreaza.

Julio 1985

Caraqueño, economista, graduado en la Universidad Católica Andrés Bello, con maestría en Administración de Negocios (MBA) de la Escuela Wharton de la Universidad de Pennsylvania y doctorado (Ph. D.) en Economía de la misma universidad. Individuo de Número Fundador de la Academia Nacional de Ciencias Económicas.

Fue miembro de la Comisión de Estudio y Reforma Fiscal, donde presidió la Sub-Comisión de Ingresos Públicos, y de la Comisión Asesora para la Renegociación de la Deuda Pública Externa de Venezuela.

Actualmente es presidente de las empresas de asesoría MetroEconómica y Consultoría General de Sistemas (C.G.S.), así como profesor de Economía en el Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA).

Se desempeña como consultor en varias instituciones públicas y privadas de Venezuela y dirige el servicio de Asesoría y el Informe Mensual de la Economía Venezolana que ofrece MetroEconómica a numerosos grupos económicos venezolanos y multinacionales.

Es también miembro del grupo de expertos del Proyecto Link, equipo internacional de economistas que periódicamente analiza la evolución de la economía mundial.

NOTA ACLARATORIA

El presente trabajo fue elaborado durante el primer semestre de 1985, por lo que en él tan sólo se analizan los aspectos económicos y financieros de la industria petrolera nacionalizada durante sus nueve primeros años de operación (1976-1984).

Sin embargo, debido a que al momento de su publicación ya se disponía de la información estadística correspondiente a 1985, se decidió incluir en los cuadros y gráficos de este estudio los datos correspondientes a dicho año, aun cuando los mismos no son analizados.

Introducción

A lo largo de los nueve primeros años de operación de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) —1976-1984—, han ocurrido una serie de acontecimientos y hechos, a nivel mundial y local, que han modificado los escenarios en los cuales se desenvuelve la Industria. Esto ha llevado a la toma de decisiones de gran trascendencia, que han puesto a prueba su flexibilidad y han incidido sobre sus resultados financieros y operacionales.

En el presente trabajo se analiza la evolución que durante ese período ha mostrado la estructura financiera interna de la Industria, así como el impacto que aquellos acontecimientos han tenido sobre ésta. Igualmente, se estudia la vinculación económica y financiera de la Industria con el resto del país, dada su condición de gran exportador y principal generador de divisas y recursos fiscales. Adicionalmente, se examinan los aspectos económico-financieros relacionados con los objetivos que se ha establecido la industria petrolera nacionalizada, las acciones emprendidas para su consecución, y los resultados obtenidos.

Como se observará a lo largo del desarrollo de este estudio, los objetivos de PDVSA se centran en cuatro aspectos fundamentales: 1- la generación de ingresos y divisas a la Nación; 2- el suministro al mercado interno; 3- ser agente activo del desarrollo nacional; y, 4- el fomento de la investigación y el desarrollo tecnológico en Venezuela. Dentro de este esquema, corresponde a la Industria lograr los objetivos señalados por el accionista en los lineamientos que periódicamente éste emite, los cuales contemplan la fijación de las políticas claves relativas a las actividades petroleras y petroquímicas.

1. El patrimonio de PDVSA

Al crearse Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, el día 30 de agosto de 1975, de acuerdo al Decreto N° 1.123 del Ejecutivo Nacional, se le asignó a ésta un capital inicial de Bs. 2.500 millones, dividido en cien acciones nominativas de Bs. 25 millones cada una. Estas acciones, que no pueden ser ni enajenadas ni gravadas en forma alguna, y que son propiedad de la República de Venezuela, fueron pa-

gadas en un 40% en el momento de la constitución de la Sociedad, la cual fue registrada el 15 de septiembre de ese mismo año.

El 2 de enero de 1976, primer día de actividad de la industria petrolera nacionalizada, el Ejecutivo Nacional canceló el 60% restante del capital suscrito inicial.

Igualmente, de acuerdo al artículo 21 de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, y los convenios relativos efectuados en esa época, la República hizo un nuevo aporte de capital a la industria petrolera nacionalizada, efectivo el día 1° de enero de 1976. Este estuvo constituido por la transferencia del total de los activos fijos y materiales indemnizados por la Nación a las compañías exconcesionarias, los cuales fueron asignados a las empresas filiales de PDVSA. Este aporte, que fue de Bs. 6.165 millones, fue capitalizado también por las filiales, las cuales emitieron las acciones correspondientes a favor de su Casa Matriz (PDVSA), y ésta a su vez emitió títulos a favor de la República, propietaria exclusiva y única accionista de PDVSA y sus filiales.

Simultáneamente, al comienzo de operaciones de la industria petrolera nacionalizada se capitalizó el valor en libros al 22 de diciembre de 1975 de las acciones de la sociedad anónima Corporación Venezolana de Petróleo (CVP), por un monto de Bs. 1.969 millones, las cuales fueron asignadas en propiedad a PDVSA, conforme al Decreto Ejecutivo Nacional N° 1.127 del 2 de septiembre de 1975, y según el Registro de Comercio de dicha Sociedad de fecha 23 de diciembre de este mismo año.

Es así como el patrimonio inicial de la industria petrolera nacionalizada supera Bs. 10.600 millones, distribuidos de la siguiente forma:

CUADRO N° 1
PATRIMONIO INICIAL DE
LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONALIZADA
(Millones de bolívares)

Aporte Inicial del Ejecutivo Nacional a PDVSA	2.500
Aporte de la República en activos fijos y materiales (exconcesionarias)	6.165
Capitalización de las Acciones de la CVP	1.969
Total	10.634

Fuente: PDVSA

Desde su creación ha sido política de PDVSA el incremento anual de su capital social, tomándose como base para ello el desembolso por concepto de inversiones. En efecto, desde 1977 hasta comienzos de 1985 la industria ha capitalizado más de Bs. 68.500 millones, los cuales han sido provistos por distintas fuentes, entre las cuales destaca el aporte de las filiales a PDVSA por concepto del porcentaje legal por una cantidad de Bs. 40.112 millones, el aporte por concepto de ganancias retenidas por un monto de Bs. 73,6 millones, y las transferencias de las reservas de capital para distintos tipos de inversión por un monto de Bs. 28.350 millones.

Adicionalmente, el 1° de marzo de 1978 se le transfirió a PDVSA la propiedad de las acciones de la Petroquímica de Venezuela Sociedad Anónima, hasta ese momento propiedad de la República Venezolana, cuyo valor nominal era de Bs. 431,08 millones. Simultáneamente, el Ejecutivo suscribió un nuevo aporte de capital en PEQUIVEN, nueva filial de PDVSA, donde se concentraron todas las operaciones de la industria petroquímica del país. Este aporte, que montó a la cantidad de Bs. 2.400 millones, ha sido pagado en forma paulatina desde entonces, faltando al 31 de marzo de 1985 un pago por este concepto de tan solo Bs. 160 millones.

A modo de resumen, el capital social de Petróleos de Venezuela a marzo de año 1985 está constituido por un capital suscrito de Bs. 82.000 millones, dividido en 3.280 acciones nominativas de 25 millones cada una. Este capital social ha sido aportado de la siguiente forma:

CUADRO N° 2

CAPITAL SOCIAL DE PDVSA AL 31 DE MARZO DE 1985 (Millones de bolívares)

Capital Inicial (Ver Cuadro N° 1)		10.634
Capital por Inversiones en Activos Fijos		68.535
Porcentaje Legal	40.112	
Otros Aportes de Ganancias Retenidas	73	
Transferencias Reservas de Capital	28.350	
Transferencias Industria Petroquímica		2.831
		<hr/>
Total		82.000

Fuente: PDVSA

De este capital social se ha pagado la cantidad de Bs. 81.840 millones, quedando al 31 de marzo de 1985 una cantidad por pagar de Bs. 160 millones, correspondientes a la suscripción de capital de Bs. 2.400 millones que hiciera el Ejecutivo Nacional al traspasarle la Petroquímica a PDVSA.

Debido a que Petróleos de Venezuela en sus primeros nueve años de funcionamiento ha podido acumular un monto de ganancias netas —después de impuesto sobre la renta— superior a Bs. 93.550 millones, se ha diseñado una política de creación de reservas, parte de las cuales se ha destinado al incremento del capital, y otras a la generación de fondos para el financiamiento de futuros proyectos de inversión, o para la reposición de activos fijos. De esta forma, desde el 1º de enero de 1976 hasta fines de marzo de 1985 se han creado reservas por un monto superior a Bs. 50.805 millones, de las cuales Bs. 28.350 millones se han destinado al incremento de capital social.

En resumen, el patrimonio consolidado de PDVSA al 31 de marzo de 1985 ascendía a Bs. 104.429 millones, constituido por un capital pagado de Bs. 81.840 millones, de unas reservas de capital de Bs. 22.455 millones, y unas ganancias no distribuidas de Bs. 134 millones.

2. El aporte legal

Desde el momento mismo en que se decidió nacionalizar la industria petrolera, privó el criterio de que era necesario dotarla de los fondos suficientes, no sólo para cubrir sus costos de operación, sino también para el financiamiento de sus proyectos de inversión previstos en el corto, mediano y largo plazo. Esto llevó a la creación de un mecanismo conocido como *El Aporte Legal*, que tiene como objetivo fundamental el asegurar la previsión de fondos para el desarrollo integral y la garantía de la normalidad operativa de la industria petrolera nacionalizada, como principal fuente generadora de recursos del Estado venezolano.

En tal sentido, en la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, en su Artículo Sexto, Base Quinta, se establece que las empresas operadoras entregarán mensualmente a PDVSA una cantidad de dinero equivalente al 10% de los ingresos netos y provenientes de las exportaciones que éstas hayan realizado durante el mes inmediatamente anterior.

El monto a pagar por cada filial se calcula de acuerdo a un mecanismo en el que se estima, en primer término, el costo aplicable a la exportación realizada en el mes anterior, costo éste que es deducido del valor bruto de las ventas de exportación, obteniéndose de esta forma la ganancia por concepto de exportación. A ese monto se le aplica el 10%, dando así la cifra que habrá de ser transferida a PDVSA.

Durante los primeros nueve años de operación de la industria petrolera nacional (1976-1984), PDVSA ha recibido por este concepto

una cantidad próxima a Bs. 40.112 millones, los cuales han sido capitalizados en su totalidad, asegurándose así que estos fondos permanecerán en la Industria con el fin de financiar su desarrollo.

Inicialmente se pensó que este aporte sería suficiente para el financiamiento de la totalidad de los planes de inversión de la Industria; sin embargo, la experiencia demostró lo contrario, por lo que, con el fin de lograr la autosuficiencia financiera de la Industria, se hizo necesario disponer de una parte apropiada de los beneficios que ésta genera.

Lo anterior explica por qué, además del aporte legal, la Industria ha acumulado un monto de reservas superior a Bs. 50.800 millones, de los cuales, como ya se dijo, ha capitalizado Bs. 28.350 millones, y el resto lo ha mantenido en forma de reservas de capital que serán utilizadas para el financiamiento de proyectos de inversión.

3. La centralización financiera de la industria petrolera nacionalizada en PDVSA

Una de las decisiones más importantes que se tomó al nacionalizarse la industria petrolera en enero de 1976 fue la de establecer un sistema de centralización financiera de todas las operaciones de la Industria en la Casa Matriz, o sea en PDVSA.

Como ya se ha dicho, al nacionalizarse la industria petrolera se acordó que, al menos en sus comienzos, siguiera operando el mismo número de empresas existentes hasta ese momento; de allí que, en sus inicios, PDVSA tuvo 14 empresas filiales, cada una de las cuales siguió realizando sus mismas actividades operativas y administrativas. Esto se hizo con el fin de evitar interrupciones y problemas en las operaciones de la Industria.

Sin embargo, se previó desde un primer momento la necesidad de crear mecanismos a través de los cuales la nueva Casa Matriz pudiera mantener un control permanente acerca de las actividades de sus filiales. En respuesta a ese requerimiento, se creó un sistema de centralización de las actividades financieras de la Industria en PDVSA.

Dentro de este esquema, todas las empresas operadoras están obligadas a entregar a PDVSA la totalidad de los ingresos que perciben como producto de sus exportaciones. PDVSA, a su vez, registra contablemente esos recursos en sendas cuentas a nombre de cada una de sus filiales, y los administra, transfiriéndole los fondos que aquellas necesiten para la realización de sus operaciones y sus planes de inversión, de acuerdo a los presupuestos previamente aprobados en las respectivas asambleas de accionistas.

En efecto, las filiales están obligadas a presentar anualmente a la consideración de PDVSA, y ésta a su vez al único accionista, los presupuestos de operaciones, inversiones, capital de trabajo, divisas

y fuerza hombre, los cuales se elaboran de acuerdo con una serie de lineamientos y objetivos señalados anteriormente. Este proceso se enmarca dentro de un ciclo de planificación más amplio, que contempla los escenarios probables a largo plazo, y de cuyo análisis se deriva la preparación de los planes a mediano plazo. Tomando en consideración las distintas opciones incluidas en estos últimos, se selecciona el caso base, que finalmente sirve de soporte para la elaboración de los presupuestos del año siguiente.

Tanto en las fases de elaboración como de aprobación de los presupuestos, en las respectivas filiales y en PDVSA, se consideran los aspectos más importantes de los mismos: su correspondencia con los lineamientos funcionales y corporativos, la capacidad de ejecución, y sus rentabilidad conforme a los recursos económicos disponibles.

Esta ejecución presupuestaria se fundamenta en la utilización del presupuesto continuo, el cual faculta a la empresa a realizar sobre la marcha aquellos ajustes debidamente justificados y aprobados, según las normas establecidas. La aplicación del concepto del presupuesto continuo dota a la Industria de un instrumento flexible e indispensable para adaptarse oportunamente a las cambiantes condiciones que exige la dinámica operacional y comercial.

El proceso de aprobación de los presupuestos de PDVSA y sus empresas filiales culmina en la Segunda Asamblea Ordinaria Anual de Accionistas, la cual se celebra con la presencia de los representantes del accionista en la sede PDVSA, a finales del mes de diciembre del año precedente al presupuesto sometido a consideración.

Una vez que los presupuestos han sido aprobados, PDVSA delega en las filiales su ejecución, y mediante un mecanismo de seguimiento mensual realiza el control de la gestión adelantada.

Como cierre del ciclo anual de control de gestión, durante el primer semestre de cada año se celebra la Primera Asamblea Ordinaria Anual de Accionistas de PDVSA, la cual considera los resultados obtenidos a la luz de los presupuestos autorizados, e imparte su aprobación, si así procede, a las actividades cumplidas y a los consecuentes resultados obtenidos.

Tanto para el proceso de aprobación presupuestaria, como para el de gestión, PDVSA como accionista de sus empresas filiales, también realiza las asambleas ordinarias respectivas.

El mecanismo presupuestario descrito le permite a PDVSA mantener un control estricto y permanentemente de las operaciones de sus empresas filiales. En efecto, a través de la discusión de los presupuestos se pueden ajustar y determinar las acciones y planes operativos que las empresas van a ejecutar en el año inmediatamente siguiente, y se puede controlar si el flujo de caja de cada filial se ajusta al presupuesto previamente aprobado.

3.1 PDVSA, una cámara de compensación. Como parte de este mecanismo de centralización financiera, PDVSA actúa como una cámara de compensación entre sus empresas filiales. De acuerdo con esta estructura, a cada filial le son registrados en su cuenta corriente los montos que ésta transfiere a la Casa Matriz, a la vez que se hacen cargos a su cuenta por las transferencias que se le hagan a la misma para el financiamiento de sus gastos de operación y de inversión, o para realizar pagos que tuviera pendientes, con PDVSA o con otra filial de Petróleos de Venezuela. Uno de los registros que tradicionalmente realiza PDVSA en estas cuentas de sus filiales, lo constituye el pago de aporte legal que cada una de estas operadoras tiene que hacer mensualmente a la Casa Matriz.

Es así como cada una de estas cuentas tiene un saldo fluctuante sobre el que PDVSA paga intereses a la filial respectiva; esto, por una parte, estimula a las empresas a mantener el mayor saldo posible en dicha cuenta, para así beneficiarse de este rendimiento, y por la otra, las anima a realizar esfuerzos por minimizar sus requerimientos de capital de trabajo.

Antes de que se produjera la transferencia de divisas de PDVSA al Banco Central de Venezuela el día 27 de septiembre de 1982, todos los cobros que realizaban las empresas filiales en el exterior, producto de sus ventas de hidrocarburos, eran depositados en cuentas receptoras localizadas en bancos en la ciudad de Nueva York, y diariamente PDVSA recibía información de sus filiales acerca de los cobros que éstas realizaban, de tal manera que en forma inmediata, PDVSA procedía a la colocación de este dinero en depósitos a plazo con el fin de que dichos recursos comenzaran a generar rendimientos desde el primer momento. Obviamente, los fondos que eran transferidos de estas cuentas a las que manejaba PDVSA en el sistema financiero internacional eran automáticamente acreditadas a las cuentas de la respectiva filial en la Casa Matriz.

Una vez centralizados los recursos de PDVSA en el Banco Central, esas colocaciones internacionales dejaron de realizarse, siendo obligación de aquella la venta automática de todos los dólares obtenidos en el exterior al instituto emisor, el cual le acredita a PDVSA el contravalor en bolívares de los dólares vendidos en una cuenta que ésta mantiene en ese organismo. Sin embargo, aún persiste el sistema de cámara de compensación al que ya hemos hecho referencia, aunque ahora sólo se manejan cuentas en bolívares.

4. La participación fiscal

En los años anteriores a la nacionalización de la industria petrolera, la nación venezolana cobraba una serie de impuestos a las empresas concesionarias, cuya suma constituía el beneficio que perci-

bía la República como producto del negocio de la explotación y comercialización de los hidrocarburos venezolanos.

De esta forma, las compañías concesionarias, una vez estimados sus ingresos brutos basados en los precios de referencia —ulteriormente conocidos como valores de exportación—, deducían sus costos de operación, pago por concepto de regalías y otros costos, y obtenían el beneficio bruto estimado. Sobre este último se aplicaba la tasa impositiva respectiva, determinándose así el monto de impuesto sobre la renta a pagar al Fisco Nacional; el remanente de los beneficios constituía la utilidad neta del ejercicio, que era el rendimiento que las mismas percibían como producto de sus actividades en el país.

En el momento de decidirse el mecanismo que se aplicaría a la industria petrolera nacionalizada para asegurar la transferencia de los recursos requeridos por el Fisco, se optó por mantener un mecanismo impositivo similar al que se aplicaba a las compañías concesionarias hasta fines del año 1975, por lo que siguieron vigentes los diferentes impuestos que se cobraban a estas corporaciones, tales como el impuesto sobre la renta, el impuesto de explotación o regalía, y otros impuestos menores como el superficial, derechos de importación y otros.

Sin embargo, una vez nacionalizada la industria petrolera se introdujeron algunos ajustes en diferentes tributos. Así, la tasa efectiva del impuesto sobre la renta, que hasta 1973 era del 60%, y que fuera aumentada en el año 1974 y 1975 hasta alcanzar el 72%, fue modificada nuevamente en el año 1976, cuando se la fijó en un nivel de 65,5% para ese año, y de 67,7% para 1977 y años subsiguientes, tasa que desde entonces ha estado vigente. Sin embargo, se dejó abierta la posibilidad de aplicarse una reducción máxima de dos puntos porcentuales a la misma como un incentivo para la inversión en la Industria. Esta reducción se ha efectuado durante los últimos años, ubicando la tasa real de impuesto en un 65,7%. Sin embargo, es discreción del Ejecutivo mantener o no ese incentivo en el futuro, pudiendo en cualquier momento elevarse ésta a su nivel original de 67,7%.

4.1 Los valores fiscales de exportación y el impuesto sobre la renta. Al momento de nacionalizar la industria petrolera se decidió mantener la figura de los valores de exportación, o precios fiscales, 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 los años previos.

Esta decisión, sin embargo, fue criticada por múltiples voceros dentro y fuera de la industria petrolera, aduciéndose que ya no se justificaba mantener la figura de los precios fiscales, que había sido establecida a mediados de los años 60 debido a las dudas que tenía el Ejecutivo acerca de la racionalización de los precios reportados por las compañías concesionarias. Al pasar esta industria a ser propiedad del Estado, se eliminaba toda posibilidad de manipulación para redu-

cir artificialmente estos precios hasta ubicarlos por debajo de los niveles justos que internacionalmente debieran tener.

Los que abogaban por el mantenimiento de los valores fiscales de exportación, sostenían que éstos podían seguir siendo utilizados como un incentivo a la producción de determinados crudos, tal como había sucedido desde 1972, cuando el Gobierno Nacional decidió darle un tratamiento especial a la fijación de los valores de exportación para determinados tipos de crudos, con el fin de estimular su producción.

Igualmente, se adujo que este esquema podía prestar una utilidad similar a la que aportó en el año 1974, cuando el incremento abrupto de los precios de venta del petróleo a nivel internacional, generó un aumento paralelo y automático en los niveles de beneficio de las compañías concesionarias; a través de la fijación artificialmente elevada de estos valores de exportación se pudo asegurar que gran parte de esos beneficios adicionales pasaran al Fisco Nacional.

Una de las razones que movió al Ejecutivo Nacional a tomar la decisión de mantener en vigencia los valores de exportación fue que a través de su manipulación era fácil modificar la carga impositiva de la industria petrolera nacionalizada; a través de su aumento o disminución variarían proporcionalmente los montos de impuesto que ésta tendría que pagar. De esta forma se contaría con un mecanismo ágil, que aseguraría al Fisco la captación de todos aquellos recursos que no fuesen estrictamente requeridos por la industria petrolera nacionalizada para financiar sus planes de inversión o sus costos de operación.

Durante los primeros años de vida de la industria petrolera nacionalizada privó el criterio de que una vez que los precios de realización igualasen o incluso superasen los valores de exportación, estos últimos podrían desaparecer, y a partir de ese momento serían utilizados exclusivamente los precios de realización para la estimación de los ingresos brutos y, consecuentemente, de los beneficios gravables de la industria petrolera nacionalizada. Sin embargo, esto no aconteció así, manteniéndose el esquema de los valores de exportación hasta el presente.

En el período de la segunda crisis petrolera internacional (1979-1981), se utilizaron los valores de exportación como el instrumento para establecer unos niveles de impuesto sobre la renta a la industria petrolera nacionalizada, que fueran cónsonos con la política de gasto fiscal que estaba siendo implantada por el Ejecutivo Nacional.

Durante los años 1979 y 1980 se siguió una política de gasto interno relativamente moderada a nivel del gobierno central, persiguiéndose con esto la racionalización de este tipo de erogaciones, a la vez que la corrección de los graves desequilibrios del sector externo y de las finanzas públicas en que se encontraba inmerso el país desde 1977 (1).

Sin embargo, los ingresos percibidos por la industria petrolera durante esos años mostraron un incremento sustancial como producto del súbito aumento de los precios. Ante esta situación, el Ejecutivo decidió mantener en el exterior buena parte de los ingresos excedentes que estaban recibiendo PDVSA y sus filiales, para lo cual convino que los pagos de impuesto sobre la renta de 1980 se hicieran de acuerdo a una declaración estimada, en la que se consideraba un precio de realización promedio de \$24,69 por barril, muy inferior al real, y un valor fiscal de exportación de \$28,45 por barril.

En otras palabras, en 1979, y particularmente en 1980, PDVSA incrementó grandemente sus tenencias en el exterior, no tanto como producto del incremento sustancial de sus disponibilidades financieras, sino más bien debido a la decisión del Ejecutivo Nacional de dejar estos recursos en poder de PDVSA hasta que los mismos fueran requeridos para el financiamiento de un mayor nivel de gasto (2).

Aquella decisión fue modificada a fines de ese año, ya que el Ejecutivo Nacional, ante su determinación de estimular la actividad económica en 1981, resolvió implantar una política de expansión del gasto público interno, para lo cual se hizo necesario nacionalizar aquellos recursos excedentes mantenidos por PDVSA en el exterior.

Consecuentemente, a fines de 1980 se establecieron unos nuevos valores fiscales de exportación, aplicables con carácter retroactivo a todo ese año; de esta forma se incrementó en forma sustancial el impuesto sobre la renta causado durante el mismo. Sin embargo, no fue sino hasta 1981 cuando esta mayor obligación tributaria fue pagada, razón que explicaba por qué durante este último año se recolectó un monto de impuesto sobre la renta muy superior al causado. De hecho, PDVSA pagó por este concepto Bs. 19.000 millones adicionales en 1981, como producto de aquella revisión que se hizo a los valores de exportación de 1980.

Ante la inexistencia de limitaciones para la fijación de los valores fiscales de exportación por parte del Ejecutivo, y con el fin de evitar manipulaciones de éstos con fines puramente fiscalistas, en 1981 el Congreso Nacional decidió imponer unos límites máximos al establecimiento de los mismos. En tal sentido, se determinó que los valores fiscales de exportación no podrían superar los precios de realización en más de un 30% en 1982, en más de un 25% en el período 1983-1985, y en más de un 20% a partir de 1986. Esta legislación, que aún está vigente, es sin embargo de carácter flexible, ya que si bien establece límites máximos a los valores fiscales de exportación con relación a los precios de realización, no dispone restricción alguna en cuanto a la fijación de aquellos en niveles inferiores a aquél tope.

1 Ver, Palma, Pedro A., *La Economía Venezolana en el Período 1974-1983. De la Bonanza al Estancamiento y la Crisis*, Caracas, 1985. (Mimeografiado).

2 Ver, Banco Central de Venezuela, *Informe Económico 1981*, Caracas, 1982, p. 52.

Esto ha permitido que en algunas ocasiones los primeros se establezcan en niveles que superan a los segundos en porcentajes inferiores al límite máximo permitido. Así, por ejemplo, en el año 1982 ese diferencial tan solo alcanzó el 26,4%, aun cuando, como ya se dijo, podía haber llegado al 30%. Esto se debió a que el Ejecutivo consideró justo compensar a la Industria de aquellos intereses que dejó de percibir al tener que traspasar al Banco Central de Venezuela los recursos financieros que mantenía en el exterior. De este forma, se redujo el impuesto sobre la renta a pagar ese año, compensándose así la pérdida de aquellos intereses. (Ver Cuadro N° 3).

CUADRO N° 3
PRECIO PROMEDIO DE REALIZACION Y VALOR FISCAL DE EXPORTACION
(US\$ Por Barril)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Crudos</u>										
Livianos	12,33	13,67	13,59	18,66	31,42	36,66	35,38	29,60	28,73	27,67
Medianos	10,98	12,42	12,08	16,94	27,32	31,33	27,62	23,99	26,81	25,62
Pesados	9,72	10,91	10,50	14,64	21,99	25,66	22,97	21,78	24,30	23,25
Reconstituidos	<u>11,82</u>	<u>13,11</u>	<u>13,11</u>	<u>19,52</u>	<u>29,65</u>	<u>35,52</u>	<u>31,92</u>	<u>27,94</u>	<u>28,83</u>	<u>27,82</u>
Prom. Crudos	<u>11,15</u>	<u>12,32</u>	<u>11,96</u>	<u>16,66</u>	<u>25,63</u>	<u>29,42</u>	<u>26,76</u>	<u>23,72</u>	<u>25,36</u>	<u>24,67</u>
<u>Productos</u>										
Residual Bajo Azufre	11,73	13,53	12,95	20,91	31,49	33,26	32,00	27,68	29,65	26,33
Residual Alto Azufre	9,70	12,01	11,08	15,96	23,37	26,89	24,44	24,36	26,72	22,61
Naftas/Gasolinas	15,92	15,26	15,05	31,89	39,55	37,52	36,78	32,60	31,24	31,07
Diesel	13,91	15,22	15,47	35,74	37,77	39,50	35,90	31,80	31,80	30,43
G.L.P.	11,12	11,59	10,16	17,19	24,55	23,63	23,21	24,01	18,56	19,43
Bunkers	12,94	14,67	14,58	21,77	33,33	35,57	34,36	34,16	35,83	35,76
Otros	<u>16,95</u>	<u>14,76</u>	<u>16,76</u>	<u>19,97</u>	<u>21,65</u>	<u>29,11</u>	<u>26,56</u>	<u>23,93</u>	<u>23,96</u>	<u>25,92</u>
Prom. Productos	<u>11,17</u>	<u>12,95</u>	<u>12,19</u>	<u>19,77</u>	<u>28,21</u>	<u>30,46</u>	<u>29,01</u>	<u>28,35</u>	<u>29,34</u>	<u>27,75</u>
I Prom. Realización	<u>11,15</u>	<u>12,54</u>	<u>12,04</u>	<u>17,69</u>	<u>26,44</u>	<u>29,71</u>	<u>27,47</u>	<u>25,31</u>	<u>26,70</u>	<u>25,89</u>
II Valor Fiscal/Export.	14,20	13,86	13,77	19,88	30,80	38,21	34,73	31,64	33,38	32,36
III Diferencia % [(II/I)]	27,4%	10,5%	14,4%	12,4%	16,5%	28,6%	26,4%	25,0%	25,0%	25,0%

Fuente: PDVSA

4.2 El impuesto de explotación o regalía. El tributo de la industria petrolera que le sigue en importancia sobre la renta es el de explotación, también conocido como regalía, y el cual equivale a un determinado porcentaje del valor de la producción. Antes de la nacionalización, las compañías concesionarias pagaban diferentes niveles de impuesto de explotación llegando en algunos casos hasta equivaler al 20% del valor de la producción, mientras que otras tan solo pagaban el 12%.

Sin embargo, a partir del 1º de enero de 1976 se decidió la homologación de las regalías aplicadas a todas las empresas operadoras, estableciéndose una tasa equivalente a 16 2/3% del valor de la producción. Al extraerse dicho porcentaje se obtiene la llamada "participación fiscal por regalía", que no es otra cosa que el impuesto de explotación que cobra el Fisco por barril producido, y la cual se expresa tradicionalmente en dólares norteamericanos. Para el cálculo del valor bruto de la producción se utiliza una gama de precios referenciales, dependiendo de los tipos de crudos y los mercados donde éstos se comercian. Así, por ejemplo, los crudos pesados se valúan con base en el precio del Bunker C en la Costa Este de los Estados Unidos, mientras que a los crudos livianos se les aplica un precio referencial diferente y algo mayor.

En el caso de los crudos que se destinaban a la satisfacción del mercado local, tradicionalmente se les aplicaba un descuento de \$1,30 por barril sobre la participación fiscal correspondiente, debido a los precios subsidiados a que eran vendidos los productos internamente. Adicionalmente, se estableció un mecanismo de descuentos sobre los montos a pagar por concepto de impuesto de explotación, que equivalían a los aportes de capital de Pequiven que haría anualmente el Gobierno Nacional a PDVSA (3).

Hasta 1984, y como producto de toda aquella gama de descuentos, la participación fiscal por regalía se ubicó en torno a \$2,30 por barril producido. Sin embargo, al eliminarse los descuentos, se estima que ésta aumente alrededor de \$2,50 o algo más por barril, nivel en el que se podría estabilizar en el futuro previsible.

4.3 La participación fiscal y la autonomía financiera. Puede decirse que desde la nacionalización de la industria petrolera, el Ejecutivo Nacional ha mantenido la posición de limitar su participación de los ingresos petroleros al cobro del impuesto sobre la renta, del impuesto de explotación y otros tributos menores, no habiendo hecho uso de otros mecanismos de captación de recursos, tales como el de repartición de dividendos.

CUADRO Nº 4
PARTICIPACION FISCAL
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Imp. S/Renta - Causado	21.289	18.301	17.027	31.139	48.533	53.053	40.153	33.318	56.174	49.255
Impuesto Explotación	<u>7.425</u>	<u>7.976</u>	<u>7.515</u>	<u>7.803</u>	<u>7.409</u>	<u>7.535</u>	<u>6.706</u>	<u>6.268</u>	<u>9.411</u>	<u>9.007</u>
Sub-Total	28.714	26.277	24.542	38.942	55.942	60.588	46.859	39.586	65.585	58.262
Impuesto Diferido	<u>(60)</u>	<u>(77)</u>	<u>(168)</u>	<u>(818)</u>	<u>(914)</u>	<u>(939)</u>	<u>(1.035)</u>	<u>(895)</u>	<u>(1.159)</u>	<u>(1.205)</u>
Total	<u>28.654</u>	<u>26.200</u>	<u>24.374</u>	<u>38.124</u>	<u>55.028</u>	<u>59.649</u>	<u>45.824</u>	<u>38.691</u>	<u>64.426</u>	<u>57.057</u>

RECAUDACION FISCAL
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Impuesto S/Renta - Pagado	18.043	20.350	16.865	24.756	37.720	63.246	42.624	34.057	51.545	53.568
Impuesto Explotación	<u>6.720</u>	<u>8.067</u>	<u>7.516</u>	<u>7.691</u>	<u>7.363</u>	<u>7.575</u>	<u>6.596</u>	<u>6.440</u>	<u>8.992</u>	<u>8.753</u>
Total	<u>24.763</u>	<u>28.417</u>	<u>24.381</u>	<u>32.447</u>	<u>45.083</u>	<u>70.821</u>	<u>49.219</u>	<u>40.497</u>	<u>60.537</u>	<u>62.321</u>

Fuente: PDVSA

Lo anterior ha contribuido grandemente al desarrollo de la industria petrolera y al logro del objetivo de autofinanciamiento que se había establecido desde la iniciación misma de operaciones de la industria petrolera nacionalizada, ya que al permitírsele a PDVSA retener sus utilidades líquidas se ha podido formar un monto de reservas, parte de ellas capitalizadas, para asegurar el financiamiento de los proyectos de inversión y de expansión.

Por otra parte, esto le ha permitido a la industria petrolera nacionalizada, desligarse de la dependencia de otros entes públicos para la captación de los recursos que le son necesarios para su funcionamiento. Esto es de particular importancia, ya que, además de librarse de los problemas típicamente burocráticos y de ineficiencia de la administración pública, se agiliza el funcionamiento de la Industria, tan requerido para el logro de altos niveles de eficiencia en un negocio tan fluido y dinámico como el petrolero.

Igualmente, de esta forma se ha evitado que la disponibilidad de recursos de la industria dependa de factores ajenos a ella, o de decisiones tomadas por funcionarios, que por no tener un conocimiento íntimo de los intrincados problemas de la Industria en áreas de producción, comercialización, inversión, mantenimiento, etc. introduzcan factores de ineficiencia y entramamiento en su funcionamiento.

Todo lo anterior explica la importancia y trascendencia de la decisión tomada por el Ejecutivo en el momento de la nacionalización, plasmada en el artículo 6° de la Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de Hidrocarburos. En éste se hace explícito el objetivo de darle autonomía financiera a la Industria, para lo cual se le permitió, desde los comienzos de sus operaciones, la retención de fondos en cantidades suficientes destinadas a la creación de las reservas necesarias para el financiamiento de sus planes de inversión, y de sus actividades operativas.

A raíz de la transferencia de las divisas de PDVSA al Banco Central de Venezuela en 1982, surgieron una serie de dudas acerca de las posibilidades de mantener la condición de autofinanciamiento de la industria petrolera nacionalizada. Una de las mayores preocupaciones que surgió fue la de la seguridad de suministro de las divisas que requiere PDVSA para cubrir sus necesidades de gasto en el exterior, tales como adquisición de equipos, contratación de servicios tecnológicos. En tal sentido, se estableció que si bien Petróleos de Venezuela no podía mantener depósitos en otra moneda distinta al bolívar, se decidió la creación de un fondo rotativo de \$300 millones a favor de PDVSA, el cual sería utilizado para hacer sus pagos externos. El mismo sería repuesto semanalmente por la Oficina de Régimen de Cambios Diferenciales (RECADI), a través del Banco Central de Venezuela, el cual, dentro de sus limitaciones, daría prioridad a este fin.

Hasta el momento ese mecanismo ha demostrado ser eficiente, ya que en ningún momento PDVSA ha tenido estrechez de disponibilidad de divisas para realizar sus pagos externos; de acuerdo

con lo establecido en el Convenio Cambiario N° 1, el Banco Central de Venezuela ha ido reponiendo este Fondo en forma automática e ininterrumpida.

5. Programas de inversión y reactivación del aparato productivo

Como ya se ha señalado en otros trabajos de esta serie, a raíz de la eliminación del otorgamiento de nuevas concesiones a partir del año 1958, y ulteriormente ante la inminencia de la proximidad de feneamiento del régimen de concesiones otorgados en 1943, que vencía en el año 1983, y que obligaba a las compañías concesionarias a pasar la propiedad de la totalidad de sus activos a la Nación sin compensación alguna, éstas decidieron disminuir al mínimo posible sus niveles de inversión interna, limitándose a satisfacer los requerimientos básicos que aseguraran la capacidad de producción que deseaban realizar.

Ello explica por qué la inversión neta en activos fijos durante los primeros años de la década de los 70, fue prácticamente nula, a pesar de los incentivos que se ofrecieron a estas compañías por la vía fiscal con el fin de estimular sus gastos de formación de capital. En efecto, aun cuando se les permitió deducir la totalidad de los gastos de inversión que realizaran de sus pagos de impuesto sobre la renta, el efecto de la medida fue marginal.

Como consecuencia de esa situación, las actividades de exploración y perforación de desarrollo y avanzada, las cuales habrían dado como resultado descubrimientos de nuevas reservas, se redujeron a su mínima expresión, por lo que las reservas probadas fueron disminuyendo en una forma progresiva.

Igualmente, en las actividades de producción se notó una contracción sostenida a partir de 1970, año en el que se alcanzó el mayor nivel de producción de la historia petrolera de Venezuela, ya que el potencial productivo de los yacimientos fue también declinando ante la inexistencia de inversiones de soporte de los pozos.

Como producto de esta situación, en el momento de la nacionalización de la industria petrolera se hizo obvio que gran parte de los activos que pasaban a poder de la Nación ya habían cumplido su vida útil, o estaban muy próximos a completarla. Igualmente, muchos de los equipos que se heredaban podían considerarse obsoletos e improductivos.

Además de la inminente e impostergable necesidad de renovar el aparato productivo, con el fin de incrementar la capacidad de producción, se hacía indispensable la reactivación de las inversiones en las áreas de exploración y producción, con el fin de mantener la capacidad productiva de los yacimientos y así revertir la tendencia declinante que durante varios años ésta venía mostrando.

En respuesta a esta situación, la industria petrolera nacionalizada estableció como prioridad fundamental la planificación e iniciación de proyectos y programas para nuevas inversiones, con el fin de modernizar y revitalizar la industria, todo lo cual debía hacerse dentro de un marco de normalidad operativa, ya que era objetivo fundamental y prioritario, que bajo ninguna circunstancia aquellos esfuerzos de expansión y de acometimiento de nuevos proyectos, afectarían el normal desenvolvimiento de las operaciones globales de la industria, particularmente en las áreas de producción y suministro interno y externo. Esto, claro está, hacía más completo el logro de los ambiciosos objetivos que se trazó la industria petrolera nacionalizada desde sus inicios (4).

Es así como se establecieron una serie de proyectos de inversión tendientes al logro de los variados objetivos, entre los que se pueden mencionar:

- 1) La racionalización y normalización del suministro de productos al mercado interno.
- 2) La modernización y expansión de las actividades de refinación de los crudos, lo cual implicaba la modificación de los patrones de refinación.
- 3) La planificación y coordinación en materia de adquisición y suministros de materiales y equipos requeridos por la industria petrolera para su funcionamiento.
- 4) La ampliación de las reservas probadas a través de extensos esfuerzos exploratorios.
- 5) La elevación y ulterior mantenimiento de la capacidad de producción, para lo cual era necesario contrarrestar la declinación del potencial productivo de los yacimientos tradicionales.
- 6) El mantenimiento y ampliación de los clientes internacionales de los hidrocarburos venezolanos, que aseguraran las exportaciones.
- 7) La formación y mejoramiento de los recursos humanos a todos los niveles, tanto gerencial como técnico y profesional, que aseguraran el buen funcionamiento de la industria.
- 8) Asegurar el apoyo tecnológico requerido por la industria petrolera y petroquímica nacional, a través del fomento de la investigación y desarrollo tecnológico requerido.
- 9) La disminución de la dependencia externa para la comercialización tanto local como internacional de los crudos y derivados, lo cual implicaba la inversión en la creación y renovación de una flota propia de tanqueros.

4 Ver, Alfonso Ravard, Rafael, "De la Normalidad Operativa a una Etapa de Expansión", en *Siete Años de una Gestión*, PDVSA, Caracas, 1982, pp. 189 a 199.

- 10) La evaluación de los recursos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco, así como el desarrollo de las técnicas de producción más adecuadas para su eventual explotación. Y, finalmente,
- 11) El desarrollo y saneamiento de la industria petroquímica nacional, la cual fue asignada a Petróleos de Venezuela en el año 1978.

El cumplimiento de los anteriores objetivos ha llevado a la industria petrolera nacionalizada a realizar grandes gastos de inversión, de índole muy diversa, y por un monto próximo a Bs. 80.000 millones durante el período 1976-1984, lo cual equivale a unos gastos de formación de capital real de 46.330 millones de bolívares de 1976.

Como se ve en el Cuadro N° 5 y en el Gráfico N° 1, las erogaciones por concepto de inversión no han sido uniformes a lo largo de la vida de la industria petrolera nacionalizada.

Si bien en los primeros años de operación estos gastos fueron de poca monta, debido a la ausencia de una planificación previamente realizada y, consecuentemente, a la inexistencia de proyectos específicos, a partir de 1978 se comenzó a observar una tendencia creciente de gastos de inversión, la cual se reforzó en los años 1980, 1981 y 1982. Esto se debió, por una parte, a la elaboración de planes específicos en múltiples áreas, algunos de los cuales ya se encontraban en su fase de ejecución, y por la otra, a la mayor disponibilidad de recursos de la industria, debido al incremento abrupto de las exportaciones de petróleo en los años 1979, 1980, e incluso en 1981.

Sin embargo, el debilitamiento del mercado petrolero que se notó desde fines de 1981, y que se afianzó en 1983 y 1984, trajo como consecuencia la necesidad de revisar una serie de proyectos que estaban por ser iniciados. De allí que los desembolsos por inversión mostraran una contracción sostenida desde 1983 a esta fecha, pasando éstos de algo más de Bs 17.000 millones de 1982 a Bs. 11.634 millones en 1984.

Algo similar, aunque menos intenso, sucedió con las inversiones reales, o valoradas a los precios constantes de un año base (1976), las cuales se contrajeron a una tasa interanual promedio superior al 25% en el período 1982-1984. Lo anterior implicó que algunos proyectos fueran postergados para su ejecución, y que otros se revisaran en cuanto a sus magnitudes y alcances.

5.1 ¿En qué se ha invertido? A continuación se presenta un análisis de los gastos de inversión que se han realizado en las diferentes áreas, tratando de determinar los proyectos más importantes que se han llevado a cabo, los objetivos y justificación de los mismos, y los resultados obtenidos.

CUADRO Nº 5

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES EN BOLIVARES CORRIENTES
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Función</u>										
Exploración	403	413	781	1.380	2.194	2.696	3.053	1.687	1.079	1.644
Producción	873	1.470	2.178	3.124	4.127	6.464	10.322	9.358	8.846	8.461
Refinación	28	163	740	1.820	2.952	2.604	2.584	772	539	640
Mercado Interno	21	76	92	117	277	307	309	282	361	953
Marina	—	14	249	—	38	1.171	289	600	42	51
Investigación y Desarrollo	—	—	3	15	72	113	171	182	191	195
Otra Infraestructura	<u>66</u>	<u>126</u>	<u>301</u>	<u>74</u>	<u>101</u>	<u>166</u>	<u>308</u>	<u>417</u>	<u>576</u>	<u>341</u>
Total	<u>1.391</u>	<u>2.262</u>	<u>4.344</u>	<u>6.530</u>	<u>9.761</u>	<u>13.521</u>	<u>17.036</u>	<u>13.298</u>	<u>11.634</u>	<u>12.285</u>

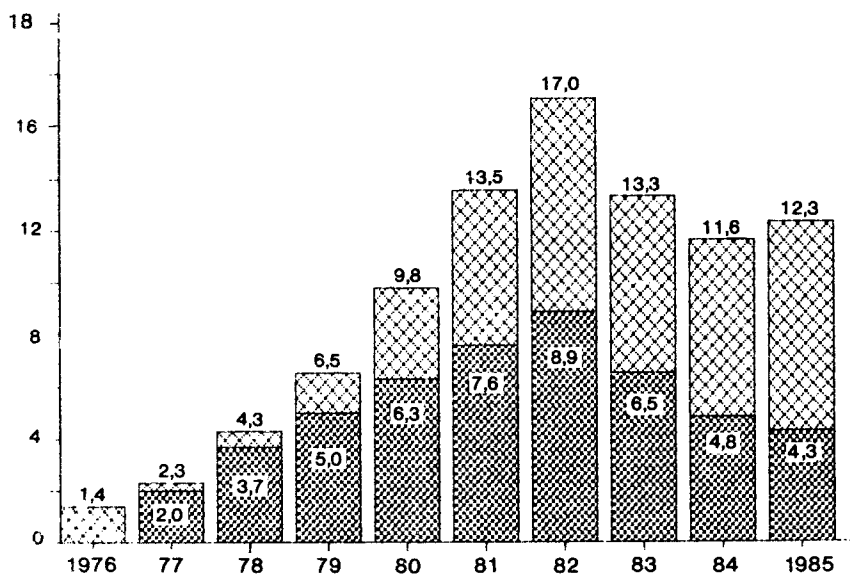
DESEMBOLSOS POR INVERSIONES EN BOLIVARES DE 1976*
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Función</u>										
Exploración	403	374	659	1.066	1.411	1.524	1.597	825	449	579
Producción	873	1.332	1.838	2.414	2.656	3.654	5.400	4.576	3.682	2.977
Refinación	28	147	624	1.406	1.900	1.472	1.352	378	224	225
Mercado Interno	21	69	78	90	178	174	162	138	150	335
Marina	—	13	210	—	24	662	151	293	17	18
Investigación y Desarrollo	—	—	2	12	46	64	89	89	80	69
Otra Infraestructura	<u>66</u>	<u>114</u>	<u>254</u>	<u>57</u>	<u>65</u>	<u>94</u>	<u>161</u>	<u>203</u>	<u>240</u>	<u>120</u>
Total	<u>1.391</u>	<u>2.049</u>	<u>3.665</u>	<u>5.045</u>	<u>6.280</u>	<u>7.644</u>	<u>8.912</u>	<u>6.502</u>	<u>4.842</u>	<u>4.323</u>

* Deflactor: Índice general de precios al por mayor del BCV. (1976 = 100)

Fuente: PDVSA y BCV

GRAFICO N° 1
DESEMBOLSOS POR INVERSIONES
 (Miles de Millones Bolívares)



Real (en Bs. constantes de 1976)*

Corriente (En Bs. corrientes)

Fuente PDVSA y B.C.V.

* Deflactor: Índice general de precios al por mayor del B.C.V. (1976 = 100)

5.1.1 Inversiones orientadas a la cobertura del mercado interno y a las actividades de refinación.

Entre los objetivos de la industria petrolera nacionalizada que le fueron trazados por la Comisión de Reversión, se contaba el de garantizar el suministro de hidrocarburos requerido por el país, tarea que implicaba un reto de por sí, debido al acelerado crecimiento que estaba mostrando la demanda local de hidrocarburos.

En efecto, a partir del año 1973 se notó un crecimiento sustancial del mercado interno, habiendo éste crecido a una tasa interanual promedio de 5,9% entre los años 1973-1975. Ulteriormente, la demanda local de productos derivados del petróleo se incrementó en forma aún más intensa, al punto de que en el período 1976-1981 la tasa interanual promedio de crecimiento real de aquella demanda fue de 9%, habiéndose operado un aumento promedio próximo al 7% en el consumo de gasolina automotor.

Entre las razones que explican este anormal crecimiento, podemos enumerar la bonanza económica que se vivió en el período 1974-1977, la cual, combinada con los precios artificialmente bajos que privaron para los hidrocarburos, estimuló grandemente la demanda de estos productos. Adicionalmente, el enorme diferencial de precios a nivel del consumidor existente en el mercado venezolano en comparación al de los países vecinos, trajo como consecuencia un tráfico irregular de productos de Venezuela hacia esos mercados, el cual llegó a alcanzar magnitudes de consideración.

La situación antes descrita trajo como consecuencia la necesidad de disponer de una infraestructura de refinación, distribución, almacenamiento y venta final de estos productos, que fuese capaz de responder a la creciente demanda que de los mismos se realizaba.

Lo anterior explica por qué entre los planes de inversión inicial que se tuvo que trazar la industria petrolera nacionalizada, estuvo el de la construcción de centros de distribución, de poliductos desde las refinerías hasta los lugares de distribución, la adquisición de una flota de gandolas que realizara el transporte de los productos a los centros finales de consumo, y el desarrollo de una red de estaciones de servicio, que permitiera cubrir la alta demanda en el servicio de consumo de gasolinas. Igualmente, se hizo necesaria la construcción de puntos de almacenamiento y distribución en los diferentes aeropuertos y puertos del país.

Como producto de estos requerimientos, durante sus primeros nueve años de operación la industria petrolera nacionalizada realizó inversiones orientadas a la satisfacción de la demanda interna por un monto de Bs. 1.842 millones, que representan algo más del 2,3% de las inversiones totales realizadas.

La mayor concentración de esas inversiones se ubicó entre los años 1979 a 1984, período en el cual se avanzó en una serie de proyectos de importancia, tales como el sistema de suministro y distribución El Palito-Yagua, que conecta por poliductos la refinería de El Palito

to con el centro del país, y que cuenta con una capacidad de suministro de 50.000 barriles diarios, así como el sistema de suministro alterno al área metropolitana de Caracas (SAAM), que suplirá de productos a esta ciudad y áreas adyacentes, estimándose la inversión de este proyecto en Bs. 1.200 millones, y el cual, se espera, quedará totalmente culminado en 1986.

En cuanto a los planes futuros de inversión en esta área, se ha aprobado la ejecución del sistema de suministro de Oriente, o proyecto "SISOR", el cual consiste en la construcción de poliductos y plantas de suministro, para abastecer a buena parte del Oriente del país, con productos refinados de la refinería de Puerto La Cruz. Se estima que el costo de este proyecto superará Bs. 2.600 millones, previéndose su culminación y entrada en servicio en el año 1988.

Sin embargo, no bastaba con realizar inversiones que mejoraran el sistema de distribución, almacenamiento y expendio final de productos refinados para satisfacer el mercado interno, sino que era necesario también contar con una capacidad de producción lo suficientemente amplia como para asegurar la disponibilidad de los productos demandados en cantidades crecientes.

Esta situación creó un nuevo problema a la industria petrolera nacionalizada, ya que las refinerías existentes en el país en el momento de la nacionalización eran instalaciones relativamente simples, cuyos patrones de refinación no habían sido modernizados, y que por lo tanto, exigían la refinación de crudos livianos para la obtención de productos blancos como gasolinas, destilados, naftas, etc., y a su vez, generaban un alto volumen de productos residuales, en una relación de 6 a 1 con la producción de aquellos productos blancos.

Consecuentemente, la satisfacción del creciente mercado interno implicaba, por una parte, que cada vez se tuviese que refinar un mayor número de barriles de petróleos livianos, que de otra forma podrían ser destinados a la exportación, y por la otra, la producción desproporcionada de residuales, los cuales, en algunos momentos de debilidad del mercado petrolero internacional —en 1978, por ejemplo—, no podían ser colocados debido a la saturación o baja demanda que de los mismos existía.

De haber continuado este proceso en forma indefinida, y de no haberse puesto especial énfasis en la modificación de los patrones de refinación venezolanos, en relativo breve plazo se habría tenido que acudir a la importación de gasolina, ya que habría sido antieconómico producir la totalidad de las gasolinas y productos blancos demandados en el mercado interno, bajo los patrones antiguos de refinación.

Esto explica por qué se dio una importancia capital a los proyectos de modificación de los patrones de refinación, introduciendo elementos de conversión profunda en algunas refinerías del país, tales como la de El Palito, Amuay y Cardón. Estos proyectos implicaron inversiones por un monto de Bs. 12.200 millones en el período 1976–

1984, habiéndose concentrado las mayores erogaciones en el período 1979–1982

Con la modificación de los patrones de refinación se liberaron crudos livianos para la exportación, ya que las nuevas refinерías permitían obtener los productos requeridos por el mercado local a partir de la refinación de crudos pesados. Igualmente, se redujo en forma sustancial la producción de residuales, eliminándose así el problema de sobreproducción de los mismos.

En 1981 se culminó la modificación del patrón de refinación de la refinерía de El Palito, la cual consistió en la instalación de nuevas unidades de destilación al vacío, desintegración catalítica y alquilación. En 1982 se culminaron los esfuerzos de modificación del patrón de refinación de la refinерía de Amuay, que consistió en la instalación de unidades de coquificación, desintegración catalítica y alquilación.

La culminación de estos dos proyectos, combinada con la finalización de las plantas de alquilación e isomerización de la refinерía de Cardón, completó la primera etapa del proceso de modificación de los patrones de refinación, dando como resultado un aumento en la capacidad de refinación de crudos pesados del orden de 100.000 barriles diarios. Igualmente, se incrementó el potencial de producción de gasolinas en 77.000 barriles diarios, y de producción de destilados en 30.000 barriles diarios aproximadamente. Simultáneamente, se redujo en forma considerable la producción de residuales con alto contenido de azufre.

Lo anterior equivalió a un aumento de la producción de gasolinas y destilados de un 35% a un 57%, y a una reducción de la producción de residuales de un 60% a un 36% del volumen de crudos procesados.

5.1.2 inversiones orientadas a las actividades de exploración.

Como producto del bajo nivel de esfuerzos exploratorios durante la década de los 60 y principios de los 70, las reservas probadas venezolanas mostraron una contracción sostenida hasta el año 1973, cuando alcanzaron 13.810 millones de barriles, equivalentes a tan solo 11,2 años de producción (5).

Adicionalmente, se redujo a un mínimo el potencial exploratorio de la Industria que se había formado a lo largo de su historia. Así, el número de cuadrillas de exploración y de profesionales dedicados a estas actividades disminuyó abruptamente, y el equipo requerido era prácticamente inexistente en la Industria al momento de su nacionalización.

Lo anterior explica por qué los esfuerzos de exploración se transformaron en una de las prioridades máximas de la industria petrolera nacionalizada, procediéndose, tan pronto inició sus operacio-

5 Ministerio de Energía y Minas, *Petróleo y Otros Datos Estadísticos*, Caracas, 1983, p. 44

nes, a la realización de una planificación integral de esfuerzos exploratorios, y al comienzo de actividades. Sin embargo, no fue sino hasta 1978 cuando estos esfuerzos tomaron cuerpo, ya que en ese año la Industria recibió permiso para realizar exploraciones en áreas vírgenes, no estudiadas previamente.

Corno producto de este plan integral, no solamente se decidió realizar esfuerzos exploratorios en las áreas tradicionales o adyacentes a los yacimientos en producción, sino que se hicieron esfuerzos en costa afuera, y en la zona sur del Lago de Maracaibo. Ulteriormente, se realizaron estudios exploratorios y de evaluación de potencial de producción en la Faja Petrolífera del Orinoco, y en el Estado Apure.

Como parte integral de este esfuerzo exploratorio, PDVSA ha gastado en sus nueve primeros años de vida, un monto próximo a Bs. 13.700 millones en inversión exploratoria, lo cual se justifica en parte, debido a las dificultades y mayor complejidad de las operaciones que se realizaron. En efecto, los mayores costos implícitos en las actividades exploratorias costa afuera, y en las necesidades de realizar perforaciones de pozos más profundos, explican parcialmente las altas erogaciones que se han hecho en esta área.

Como resultado de este esfuerzo exploratorio, se han descubrieron grandes yacimientos de gas en la zona costa afuera, y si bien, hasta el momento, no se han conseguido crudos en magnitudes de importancia, *per se* el hallazgo de los yacimientos gasíferos al norte de la península de Paria, justifica los esfuerzos exploratorios que allí se han desarrollado.

Igualmente, se han logrado importantes descubrimientos de crudos livianos y medianos en tierra firme, fundamentalmente en el occidente del país y más recientemente en las zonas de Apure, las cuales están siendo analizadas y exploradas por Corpoven.

Por otra parte, se ha realizado una verificación progresiva de la existencia y características de múltiples yacimientos de crudos pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, habiéndose determinado un potencial productivo de esa área mayor al inicialmente esperado. Adicionalmente, se han obtenido resultados realmente exitosos en áreas adyacentes a los yacimientos tradicionales, lo cual ha incrementado en forma sustancial las reservas probadas, hasta ubicarlas a fines de 1984 en 28.034 millones de barriles, que equivalen a 45 años de producción a los niveles actuales.

Esto implica que en los nueve años de existencia de la industria petrolera nacionalizada, las reservas probadas han experimentado un aumento de 53,8%, que equivale a un incremento interanual promedio de 4,8%. Sin embargo, como ya fue expresado, no fue sino hasta 1978 cuando se iniciaron en forma intensa los esfuerzos de exploración, haciendo que dichas reservas pasaran de 18.228 millones de barriles al 31 de diciembre de ese año a 28.034 millones de barriles a fines de 1984. En otras palabras, durante el período

do 1979-1984 las reservas probadas mostraron un crecimiento interanual promedio de 7,4%.

Las reservas de gas, por su parte, experimentaron un incremento del orden del 40% en los nueve años de operación de la industria petrolera nacionalizada, al pasar de 7.197 millones de barriles de petróleo equivalente en 1976 a 10.146 millones de barriles de petróleo equivalente al final de 1984.

5.1.3 Inversiones en el área de producción. Una de las características resaltantes de la actividad petrolera en el período previo a la nacionalización fue la declinación de la capacidad productiva de los yacimientos venezolanos, lo cual hizo que la producción local de crudos descendiera de un nivel máximo de 3,708 millones de barriles diarios en 1970 a 2,346 millones de barriles diarios de petróleo en el año 1975. Esta declinación de los yacimientos había sido producto en gran parte de la ausencia de inversiones por parte de la industria petrolera concesionaria.

De allí que se estableciera como otra de las metas básicas la reversión de esta tendencia, y alcanzar un potencial de producción de 2,8 millones de barriles diarios (MMBD). Esto implicaba que, adicionalmente a la compensación de la declinación natural del potencial productivo de los yacimientos, había que incrementar el mismo a través de esfuerzos de perforación, mantenimiento de yacimientos, recuperación secundaria de producción, etc.

Lo anterior explica por qué las inversiones en el área de producción mostraron un incremento sustancial desde los mismos principios de operación de la industria petrolera nacionalizada, habiendo alcanzado su tope máximo a comienzos de la presente década, particularmente en 1982, cuando dichos gastos superaron Bs. 10.300 millones. Durante los nueve primeros años de existencia de la industria petrolera nacionalizada, la inversión acumulada en esta actividad ascendió a Bs. 46.762 millones, monto equivalente a más de 58% de los gastos totales de formación de capital realizados por la industria en ese período.

Como producto de este esfuerzo, el potencial productivo se ha mantenido en niveles muy estables desde el año 1976 a esta parte, oscilando el mismo entre 2,0 MMBD y 2,58 MMBD. Esta magnitud, si bien era inferior a la meta establecida inicialmente (2,8 MMBD), probó ser más que suficiente, particularmente desde la segunda mitad del año 1981 a esta parte, cuando la debilidad del mercado internacional, combinada con el establecimiento de cuotas por parte de la OPEP, limitaron la producción de crudos venezolanos a niveles muy inferiores a aquel potencial.

Ante esta situación se han hecho algunas observaciones en el sentido de que el mantenimiento del actual potencial no se justifica, ya que las posibilidades de elevar la producción a niveles próximos a aquel límite son muy escasas en el futuro previsible.

Esto se debe, por una parte a la reducción de la demanda a nivel internacional que se ha operado durante los últimos años como consecuencia de los esfuerzos de conservación energética en los países consumidores, así como a la sustitución del petróleo por fuentes alternas de energía. Otro factor que ha contribuido a la limitación de la producción interna es la desaceleración sustancial, e incluso contracción, que ha mostrado la demanda local de hidrocarburos.

Con respecto a este último punto, hay que decir que después del vigoroso crecimiento del mercado interno en el período 1976-1980 (ver sección 5.1.1), el mismo prácticamente se estabilizó a partir de 1981, habiéndose observado incluso una ligera contracción del consumo durante los últimos años. Esto se ha debido a una serie de razones (6), entre las que podemos enumerar las siguientes:

- 1) El incremento del suministro de gas natural, que ha sustituido a algunos hidrocarburos líquidos como fuente energética en algunas actividades productivas, particularmente en la del sector eléctrico.
- 2) El incremento de la generación hidroeléctrica proveniente de la represa Raúl Leoni, en El Guri, que ha hecho reducir la generación de electricidad termo-eléctrica.
- 3) La recesión económica vivida a lo largo de este período.
- 4) La reducción que se ha operado en el comercio irregular de hidrocarburos líquidos, producto de la mayor fiscalización y control.
- 5) El encarecimiento de los productos en el mercado local.

La conjunción de los factores ya mencionados ha hecho que la producción diaria de crudos desde 1982 a esta parte haya sido inferior a 1,9 millones de barriles, no esperándose en el futuro previsible que ese nivel de producción supere la barrera de los dos millones de barriles.

En consecuencia, parece lógica la decisión tomada por PDVSA en el sentido de desacelerar el ritmo de ejecución de las inversiones tendientes a mantener el potencial de producción de crudos en 2,5 MMBD, ya que, por una parte, existe una escasez relativa de recursos para el financiamiento de éstas, y por la otra, cada vez luce menos lógica la continuación de este costoso esfuerzo por mantener el potencial productivo en un nivel que puede resultar excesivo en relación con los requerimientos de producción en el futuro previsible.

En relación con este punto, es importante decir que como producto de los esfuerzos exploratorios en zonas adyacentes a los yacimientos tradicionales, se ha determinado que Venezuela tiene elevadas posibilidades de ampliar sus potencial productivo con relativa facilidad y en corto tiempo, situación esta que contrasta notablemente con la existente en los primeros años de operación de la industria petrolera nacionalizada.

6 Ver, PDVSA, *Informe Anual 1984*, Caracas, 1985, p. 34.

Entre los proyectos de inversión que han sido indefinidamente diferidos se encuentra el programa de desarrollo del Sur de Monagas y Anzoátegui, que preveía una cuantiosa inversión en su plan de desarrollo global. Esta decisión, que se tomó en atención a la elevada exigencia financiera que el mismo involucraba, permitió a su vez, la continuación del proyecto de desarrollo del área de Zuata, que al igual que el primero, forma parte del programa de la Faja Petrolífera del Orinoco, pero que por sus características tiene una rentabilidad más inmediata que justifica su continuación.

Como se ve, este fue el tipo de ajustes que se realizó dentro de la planificación de PDVSA en respuesta a la situación de relativa estrechez de recursos, la cual contrastaba con la existente a principios de los años 80, cuando se planificaron esos grandes proyectos. Los mayores requerimientos financieros de la Nación en su conjunto, y las limitaciones en las posibilidades de exportación petrolera que se comenzaron a desarrollar a partir de 1981 y que tomaron pleno cuerpo desde 1982 a esta parte, hicieron reevaluar los proyectos de inversión de la industria, con el fin de adaptarlos a la nueva situación de relativa estrechez financiera que vive el país.

Como bien puede verse en el Gráfico N° 2 que se presenta a continuación, la revisión y reevaluación de proyectos de inversión no solamente se dio en el área de producción, sino en todas las actividades de la industria. Un ejemplo de ello fue el diferimiento del proyecto de modificación del patrón de refinación de la refinería de Cardón, debido a la contracción de la demanda interna, y a los factores de estrechez financiera a que ya nos hemos referido.

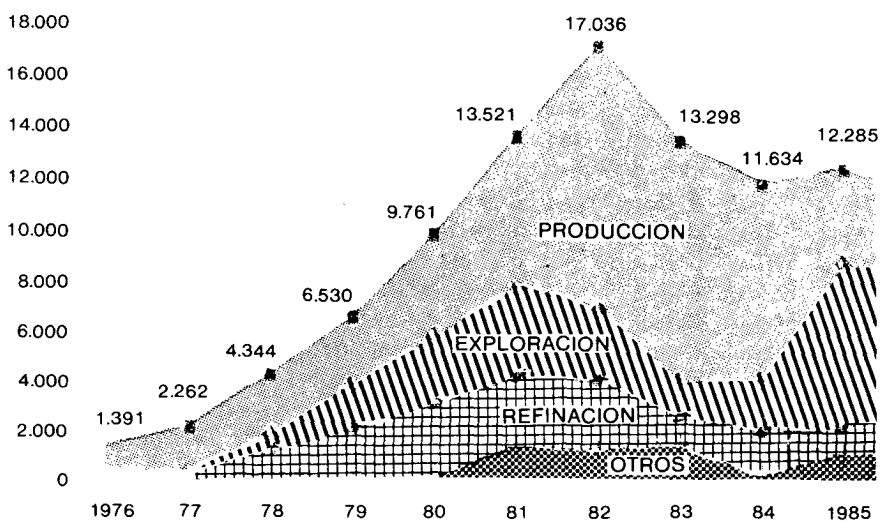
5.1.4 Inversiones en equipos de transporte. En las primeras etapas de existencia de la industria petrolera nacionalizada, prácticamente la totalidad de la comercialización de los crudos y derivados venezolanos tenía que hacerse en equipos de las compañías exconcesionarias, lo cual introducía un elemento de vulnerabilidad en una actividad tan vital. Esto llevó a la decisión de adquirir una flota propia de tanqueros con el fin de liberarse de aquella dependencia tan crítica. En tal sentido, desde 1977 se ha hecho una serie de gastos en la adquisición de este tipo de equipos, habiéndose invertido por este concepto una cantidad cercana a Bs. 2.400 millones.

Como producto de lo anterior, actualmente se dispone de 20 tanqueros con un tonelaje total de 724.900 toneladas de peso muerto, de los cuales dos unidades de 15.000 toneladas de peso muerto cada una, se especializan en el transporte de asfalto, y dos de 8.000 toneladas de peso muerto cada una, han sido específicamente diseñadas para el transporte de gas licuado de petróleo (GLP).

Lo anterior permitió que para el año 1984 el 62 % del total del volumen de hidrocarburos transportados por la Industria fuese hecho con barcos propios, relación ésta que contrasta con la de 1980, cuando se inició el proceso de renovación de la flota y sólo se transportó el 27 % del volumen total en barcos propios (7).

7 Ver, PDVSA, *op. cit.*, p.32.

GRAFICO N° 2
DESEMBOLSOS POR INVERSIONES
 (Millones de Bolívares)



Fuente: PDVSA

6. Precios y volúmenes

Después de los importantes incrementos de precios ocurridos a fines de 1973 y 1974, como producto de la tirante situación política del Medio Oriente, creada por la Guerra del Yom Kippur, y posteriormente por el embargo petrolero liderizado por Arabia Saudita, se notó una estabilización de los mismos en los años subsiguientes.

Esto fue particularmente cierto en el caso de Venezuela, cuyo precio de realización promedio, después de incrementarse abruptamente en 1974 hasta ubicarse en \$ 10,53 por barril, mostró un bajo nivel de crecimiento promedio en el período 1975-1977 (6% por año), el cual fue inferior a la tasa de inflación mundial; consecuentemente, puede decirse que durante estos años la tendencia del precio real de los crudos y derivados venezolanos fue ligeramente contractiva.

Esta situación tendió a agravarse en 1978, cuando la persistencia de una condición de sobreoferta en el mercado petrolero internacional del orden de dos millones de barriles por día, presionó los precios nominales a la baja; en el caso específico de Venezuela, el precio de realización promedio bajó de \$ 12,54 en 1977 a \$ 12,04 en 1978.

Sin embargo, los acontecimientos políticos ocurridos en Irán durante los últimos meses de 1978 y a lo largo de 1979, cambiaron súbitamente la situación antes descrita. En efecto, los sucesos que siguieron al derrocamiento del Sha y al ascenso al poder del Gobierno Islámico encabezado por el Ayatolá Khomeini, se tradujeron en que ese país, segundo exportador de la OPEP, saliese del mercado. Esto significó una reducción de los volúmenes ofrecidos próxima a 5 millones de barriles diarios, hecho que revirtió la situación de sobreoferta que se vivió durante 1978.

Lo anterior sirvió para que los países industrializados consumidores de petróleo midieran el grado de vulnerabilidad a que estaban expuestos en materia de provisión energética, razón que los llevó a realizar compras nerviosas en el mercado ocasional, o "spot", con el fin de acumular el mayor volumen posible de inventarios, para así reducir el riesgo implícito en cualquier nueva interrupción de suministro petrolero.

Esto creó una situación de crecimiento explosivo de la demanda, combinada con una reducción de los niveles de oferta, que trajo como consecuencia un aumento abrupto de los precios, particularmente en el mercado ocasional, donde a fines del año 1979 llegó a venderse petróleo a un precio superior a \$ 40,00 el barril.

No obstante, la OPEP decidió implantar una política moderada en materia de precios a lo largo de 1979, al punto de que durante gran parte de ese año mantuvo inalterado el precio oficial del crudo marcador Arabian Light de 34 grados API, en un nivel de \$ 18,00 el barril.

Sin embargo, el elevado y creciente diferencial existente entre el precio oficial de la OPEP y el que privaba en el mercado ocasional, llevó a los países miembros de aquella organización a elevar el precio

de sus crudos en las vísperas de su reunión ordinaria de diciembre de 1979, celebrada en la ciudad de Caracas. Esta decisión llevó el precio del crudo marcador a \$ 24,00 por barril (8).

La presión al alza que se generó sobre los precios durante los últimos meses de 1979, trajo como consecuencia que el precio promedio de realización de crudos y derivados venezolanos se ubicara ese año en un nivel de \$ 17,69 por barril que, en contraste con el precio promedio de 1978, significó un incremento del 46,9%.

Debido a que este ajuste acordado en las postrimerías del año 1979 tomó plena vigencia a partir del 1° de enero de 1980, y a que la situación política existente en Irán persistiera sin verse una posibilidad inmediata de cambio, la condición de desequilibrio y nerviosismo que privó en buena parte de 1979, se mantuvo en 1980. Esto permitió que el precio promedio de crudos y derivados venezolanos volviera a mostrar ese año un incremento de importancia, alcanzando éste \$ 26,44 por barril.

En otras palabras, es tan sólo dos años el precio promedio de realización de los hidrocarburos venezolanos experimentó un incremento superior al 100% al pasar de \$ 12,04 en 1978, a \$ 26,44 en 1980.

Este aumento del precio de realización, combinado con el repunte de los volúmenes de exportación que operó en 1979, como consecuencia del ya mencionado dislocamiento de la demanda internacional de crudos y derivados, se tradujo en un incremento sostenido del valor de las exportaciones venezolanas, las cuales pasaron de \$ 8.700 millones en 1978, a \$ 18.000 millones en 1980, aproximadamente, lo cual significó un crecimiento interanual promedio del orden del 44%.

Si bien esta tendencia ascendente de los precios se mantuvo durante la primera mitad de 1981, para mediados de ese año comenzó a ser notoria la reacción lógica y esperada de los países consumidores, particularmente de los Estados Unidos, los cuales, después de haber padecido esta segunda crisis, implantaron programas de conservación energética, y planes para el desarrollo de sistemas alternativos de energía que sustituyeran al petróleo como fuente energética base. Lo anterior, combinado con la recesión que vivían estos países, contribuyó a restringir la demanda de petróleo, y con ello a disminuir la presión alcista sobre los precios.

Esta situación estuvo potenciada por factores exógenos a la realidad petrolera mundial. Entre éstos destaca el comportamiento de los intereses en los mercados financieros internacionales. Como es sabido, a comienzos de 1979 las nuevas autoridades monetarias de los Estados Unidos, encabezadas por el señor Paul Volcker, presidente del Sistema de la Reserva Federal, decidieron implantar una política

8 Para una mayor información, ver Calderón Berti, Humberto, *Petróleo y Opinión Pública*, Caracas, 1984, pp. 62 y 63.

monetaria de carácter restrictivo dentro de ese país, tendente a contrarrestar las presiones inflacionarias que estaban tomando cada vez más cuerpo dentro de esa economía.

Como producto de esta política, surgió un proceso de crecimiento sostenido en las tasas de interés dentro de ese mercado financiero, lo cual trajo consigo la necesidad de elevación generalizada de las tasas de interés a nivel mundial, para evitar la fuga masiva de capitales hacia los Estados Unidos, atraídos por los mayores rendimientos que éstos podían obtener en ese país.

Esta coyuntura alcanzó niveles críticos a fines de 1980 y durante gran parte de 1981, cuando la tasa preferencial de los Estados Unidos (prime rate), se ubicó en niveles insospechados, al punto de que durante varios meses de ese período la misma superó el 20%.

Esta situación implicó la elevación excesiva del costo de oportunidad de mantener los inventarios de petróleo en los niveles artificialmente altos en que se encontraban desde el año 1979, porque su mantenimiento equivalía al represamiento o esterilización de una enorme masa de recursos financieros, que estaba dejando de percibir los altos rendimientos disponibles.

Esta circunstancia, combinada con la relativa normalización del mercado petrolero internacional, debido, por una parte, al aumento de la oferta procedente de nuevos productores, tales como México, Mar del Norte y Alaska, y por la otra, a la reducción de la demanda, trajo como consecuencia, la decisión de los países consumidores de petróleo de hacer uso de los inventarios. De esta forma, además de disminuirse el costo de oportunidad en que se estaba incurriendo, se reducirían aún más los requerimientos de suministro externo, factor que contribuiría a bajar los precios.

Los resultados de las políticas aplicadas por los países consumidores se han reflejado, no sólo a través de la contracción de los precios, sino también de la reducción sustancial de la dependencia de suministros externos. Esto último se puso en evidencia cuando el conflicto bélico entre Irán e Irak no se reflejó mayormente en el mercado petrolero internacional.

En efecto, la guerra entre esas dos naciones, que estalló hacia fines de 1980, trajo como consecuencia cierta incógnita acerca de los nuevos acontecimientos que pudieran sucederse en el mercado. Sin embargo, contrario a las expectativas iniciales, a pesar de que dicho conflicto implicó la reducción de la producción y consecuentemente de la exportación de petróleo de estos dos países, el mismo no trajo como consecuencia un nuevo fortalecimiento del mercado petrolero, sino que por el contrario, persistió su debilidad.

En marzo de 1982, cuando tomó pleno cuerpo el debilitamiento del mercado petrolero internacional, la OPEP decidió establecer por primera vez en su historia cuotas máximas de producción para sus países miembros, con el fin de restringir la oferta y así evitar una caída de precios. En esa oportunidad se fijó una cuota de producción global

de 17,5 MMBD, que se distribuyó entre sus miembros, habiéndole correspondido a Venezuela un nivel máximo de producción de 1,5 MMBD; esta limitación estuvo vigente desde el mes de abril hasta junio de ese año.

Sin embargo, ante la inminente persistencia de la debilidad del mercado petrolero y dada la alta posibilidad de que en futuras reuniones de la OPEP se decidiera reimplantar las cuotas, Venezuela decidió incrementar en forma sustancial sus niveles de producción durante el segundo semestre de ese año, con el fin de elevar sus inventarios a los máximos niveles. Así, de establecerse nuevamente las cuotas de producción, sería posible mantener un volumen de exportación relativamente alto, ya que para aquel momento la demanda de hidrocarburos venezolanos por parte de los clientes tradicionales superaba las posibilidades de exportación de Venezuela con una cuota de producción tan baja.

Es así como a partir del mes de julio de 1982 se notó un incremento sustancial de la producción de crudos, pasándose de un promedio de 1,510 MMBD en el mes de junio a 1,907 MMBD en el mes de julio; a partir de esa fecha se observó un crecimiento sostenido, al punto de que en el mes de diciembre de ese año se produjeron 2,324 MMBD. Esta situación se mantuvo vigente a lo largo del primer trimestre de 1983, cuando se produjo en promedio cerca de 2 MMBD de crudos.

Tal como se previó, en su reunión del mes de marzo de 1983, celebrada en Londres, la OPEP decidió reducir el precio de su crudo marcador Arabian Light de 34 grados API, y reimplantar las cuotas de producción. Esto se debió a la persistente debilidad del mercado, caracterizada por una situación de sobreoferta, que presionaba los precios a la baja. En aquella oportunidad la Organización redujo sus precios para ponerlos en niveles más cónsonos con la situación del mercado, pero simultáneamente limitó su producción con el fin de disminuir la sobreoferta existente y así poder estabilizar los precios. En esta oportunidad, se estableció un límite máximo de producción de 17,5 MMBD, que estaría vigente, como mínimo, hasta fines de 1983, correspondiéndole a Venezuela una cuota de 1,7 MMBD.

En atención a estos nuevos acuerdos, a partir del mes de abril se redujo la producción de crudos a niveles cónsonos con la cuota, situación que se mantuvo hasta fines de ese año. Sin embargo, los volúmenes de exportación no mostraron un comportamiento similar a los de producción, ya que el uso de los inventarios acumulados durante el segundo semestre de 1982 y primer trimestre de 1983 permitió mantener las ventas externas en niveles superiores a las que se habrían podido realizar, de acuerdo a la cuota de producción establecida y al consumo interno de hidrocarburos.

En efecto, durante el primer trimestre de 1983, las exportaciones promedio de crudo y productos fueron de 1,372 MMBD, aumentándose éstas a 1,550 MMBD durante los últimos tres trimestres del año, a

pesar de que durante este último período estuvo vigente la cuota de producción de 1,7 MMBD, y el consumo interno absorbió alrededor de 350.000 BD de crudos. Obviamente, esto se pudo realizar debido a la utilización intensiva de los inventarios previamente acumulados.

En el año 1984, la OPEP continuó estableciendo cupos máximos de producción para sus miembros, correspondiéndole a Venezuela, en este caso, una cuota de 1,750 MMBD. Sin embargo, la debilidad del mercado continuó, haciendo crisis en el mes de octubre, a pesar de estarse en vísperas del comienzo del invierno en el hemisferio norte. Esto se debió en gran parte a la pérdida de competitividad de los crudos livianos en los mercados internacionales, ante la decisión de Arabia Saudita de incrementar la participación de los crudos pesados en su paquete de exportación, ya que éstos tenían una demanda cada vez mayor, en atención a la conversión de patrones de refinación que se había venido operando en un gran número de refinerías a nivel mundial.

Los nuevos métodos de conversión profunda usados en estas refinerías permitían obtener una mayor proporción de productos blancos a partir de crudos pesados, cuyos precios eran inferiores a los de los livianos. Consecuentemente, la mayor disponibilidad de aquel tipo de crudo debido a la decisión saudita, debilitó su precio en los mercados internacionales, y ensanchó la brecha entre las cotizaciones de los crudos pesados y livianos, haciendo a estos últimos cada vez menos competitivos.

Lo anterior se reflejó en el mercado ocasional, a través del establecimiento de precios para los crudos livianos muy inferiores al referencial de OPEP que, como ya se dijo, se había fijado en \$ 29,00 por barril en el mes de marzo de 1983. Aquel diferencial hacía cada vez más difícil la colocación de este tipo de crudos en el mercado, situación que llevó a Noruega y al Reino Unido a rebajar sus precios a fines del mes de octubre de ese año. Ante esta situación, y debido a que el crudo Bonny liviano nigeriano compite directamente con los del Mar del Norte que habían sido abaratados. Nigeria decidió reducir el precio de su crudo, rompiendo así los acuerdos de la OPEP para defender los precios.

Ante esta situación, la Organización decidió a fines de octubre reducir nuevamente su cuota de producción, ubicándola esta vez en 16 MMBD, y bajar el precio del crudo marcador a \$ 28,00 por barril. Esta decisión, que inicialmente se pensó iba a ser temporal, ya que la misma iba a modificar las tendencias del mercado, no dio los resultados esperados, a pesar del recio invierno que se vivió en los países industrializados. Consecuentemente, a fines de enero de 1985 se ratificaron las decisiones de octubre de 1984.

A pesar de todas las limitaciones mencionadas, Venezuela logró alcanzar un nivel de producción promedio total de crudos y condensados de 1,799 MMBD en 1984, contribuyendo para ello una produc-

ción de 109 MBD de condensados, los cuales no están sujetos a ningún tipo de restricción por parte de la OPEP.

Igualmente se logró un nivel de exportación de 1,517 MMBD, tanto de crudos como de productos, significando esto un incremento de 17 MBD sobre los niveles promedio de 1983, a pesar de la situación de debilitamiento del mercado petrolero que se vivió durante todo ese año. Esto fue posible debido, en primer término, a la contracción del mercado interno de hidrocarburos, en segundo término, a la liberación de crudos que antes se destinaban a la satisfacción de la demanda local debido al uso más intenso del gas como combustible, en tercer término, a la mayor eficiencia de las refinerías, producto de los cambios en los patrones de refinación, y por último, a la utilización de inventarios acumulados previamente.

En materia petrolera, 1984 podría considerarse un año favorable para Venezuela ya que, adicionalmente al aumento que se produjo en las exportaciones, el precio promedio de realización se incrementó en más de un 3% con respecto al del año precedente. Esto se debió en gran parte a la modificación en el paquete de exportación de crudos y productos de Venezuela, ya que la modificación de los patrones de refinación a que ya se ha hecho referencia, trajo como consecuencia la posibilidad de mejorar el paquete de exportación, reduciendo los productos residuales y aumentando las naftas y destilados, que tienen un precio mayor en el mercado internacional.

6.1 Acuerdos de cooperación internacional. Desde mediados de la década de los 70, el gobierno venezolano ha otorgado ayuda financiera a una serie de países latinoamericanos importadores de petróleo. Con esto se ha buscado compensar a éstos de la carga que para ellos ha implicado el encarecimiento de sus importaciones de hidrocarburos. Gran parte de esta ayuda se ha canalizado a través de préstamos otorgados por el Fondo de Inversiones de Venezuela (9), con características muy favorables a los países prestatarios (bajos intereses, largos plazos, etc.).

En años más recientes la ayuda a estos países se ha diversificado, existiendo ahora mecanismos más directamente relacionados con las compras de petróleo. Un ejemplo de ello es el Acuerdo de Cooperación Energética para los países de Centro América y el Caribe, firmado en San José de Costa Rica el 3 de agosto de 1980, y mediante el cual Venezuela y México se comprometieron a proveer, en partes iguales, los requerimientos netos de importación de hidrocarburos de

9 El Fondo de Inversiones de Venezuela es un organismo del Estado Venezolano, creado en 1974 con la finalidad de administrar los excedentes financieros procedentes del petróleo. El Ejecutivo le ha hecho una serie de aportes a lo largo de su existencia, recursos estos que han servido para financiar buena parte de las inversiones locales de las empresas del Estado. A fines de 1983 éste había otorgado asistencia financiera a países latinoamericanos por un monto de Bs. 3.943 millones.

Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Barbados, Jamaica y República Dominicana.

De acuerdo con este convenio, parte de las ventas que se hicieran a estos países serían financiadas a través de créditos blandos de mediano plazo, que podrían transformarse en créditos de largo plazo (20 años de vencimiento), con tasas de interés de tan sólo el 2%, en caso de que estos recursos se destinasen a financiar inversiones en el área energética.

Ese acuerdo, que sigue vigente a esta fecha, ha sido sometido a algunas modificaciones y condicionamientos, habiéndose revisado los compromisos de suministro de petróleo crudo, de acuerdo con lo que se consideran los requerimientos efectivos y verdaderos de hidrocarburos de estos países. Así, por ejemplo, en agosto de 1983 se renovó este programa, pero se redujo el monto financiable de la factura petrolera con este tipo de crédito de un 30% a un 20% de los suministros, y se aumentaron en cuatro puntos porcentuales las tasas de interés aplicables a los préstamos de cinco o veinte años que se realizan. Consecuentemente, dichas tasas pasaron de 4% y 2%, a 8% y 6%, respectivamente. En agosto de 1984 se redujo el volumen sujeto a este acuerdo a 130 MBD, correspondiéndole a Venezuela la mitad de los mismos.

Adicionalmente, otros convenios celebrados entre Venezuela y algunos países latinoamericanos han facilitado a estos últimos el pago de su factura petrolera, pudiendo mencionarse entre éstos el convenio de la Asociación Latinoamericana de Integración (ALADI).

6.2 Internacionalización de la industria petrolera nacionalizada.

Otro aspecto relevante en materia de comercio externo de la industria petrolera nacionalizada se refiere a su objetivo de internacionalización con fin de asegurar y penetrar mercados en el exterior. Con ello se busca que Venezuela deje de ser un simple exportador de crudos y productos, a través de una participación directa, segura y cada vez mayor en los distintos mercados del mundo industrializado.

En este sentido, durante 1982 se adelantaron una serie de conversaciones con la Veba Oel, A.G. filial del mayor grupo energético de la República Federal Alemana, con el fin de tener una participación en sociedad en un complejo de refinación y petroquímica de esa empresa, ubicado en la zona industrial del Ruhr.

A través de ese convenio, que comenzó a tener vigencia en el año 1983, Venezuela se asegura la colocación de 100.000 barriles diarios de crudos para ser procesados en la refinería de la Ruhr Oel. Este tipo de convenio le permite a Venezuela, además de asegurarse la colocación de sus crudos en el largo plazo, tener acceso al consumidor final de productos de hidrocarburos, que es precisamente uno de los objetivos fundamentales que persigue la industria petrolera nacionalizada.

CUADRO Nº 6

PRODUCCION - EXPORTACION Y PRECIOS 1976-1985
(Miles de Barriles Diarios y US \$ Por Barril)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Producción:</u>										
Crudos	2.274	2.219	2.146	2.335	2.147	2.088	1.876	1.763	1.690	1.558
Condensados	<u>20</u>	<u>19</u>	<u>20</u>	<u>21</u>	<u>21</u>	<u>19</u>	<u>17</u>	<u>33</u>	<u>109</u>	<u>119</u>
Sub-Total	2.294	2.238	2.166	2.356	2.168	2.107	1.893	1.796	1.799	1.677
GLP	<u>70</u>	<u>75</u>	<u>59</u>	<u>66</u>	<u>58</u>	<u>54</u>	<u>58</u>	<u>57</u>	<u>57</u>	<u>63</u>
Total Hidroc. Líquidos	<u>2.364</u>	<u>2.313</u>	<u>2.225</u>	<u>2.422</u>	<u>2.226</u>	<u>2.161</u>	<u>1.951</u>	<u>1.853</u>	<u>1.856</u>	<u>1.740</u>
<u>Exportación:</u>										
Crudos	1.370	1.320	1.244	1.402	1.283	1.267	1.063	985	1.007	829
Productos Residuales	598	474	569	534	410	331	303	255	227	190
Gasolinas y Naftas	69	58	45	44	43	36	70	143	135	147
Otros	<u>119</u>	<u>135</u>	<u>105</u>	<u>119</u>	<u>128</u>	<u>125</u>	<u>118</u>	<u>117</u>	<u>148</u>	<u>205</u>
Total Exportación	<u>2.156</u>	<u>1.987</u>	<u>1.963</u>	<u>2.099</u>	<u>1.864</u>	<u>1.759</u>	<u>1.554</u>	<u>1.500</u>	<u>1.517</u>	<u>1.371</u>
<u>Precios Realización:</u>										
Crudos	11,15	12,32	11,96	16,66	25,63	29,42	26,76	23,72	25,36	24,67
Productos	<u>11,17</u>	<u>12,95</u>	<u>12,19</u>	<u>19,77</u>	<u>28,21</u>	<u>30,46</u>	<u>29,01</u>	<u>28,35</u>	<u>29,34</u>	<u>27,75</u>
Total Precio Realización	<u>11,15</u>	<u>12,54</u>	<u>12,04</u>	<u>17,69</u>	<u>26,44</u>	<u>29,71</u>	<u>27,47</u>	<u>25,31</u>	<u>26,70</u>	<u>25,89</u>

Fuente: PDVSA

Este, que es tan sólo el primero de los pasos que se han dado con el fin de lograr ese objetivo, debe ser seguido en el futuro por una serie de convenios que no solamente aseguren la adquisición o participación en refinerías, sino también la participación en empresas de distribución, almacenamiento, cadenas de estaciones de servicio en los países industrializados, etc., a través de la cual se diversifique la actividad internacional de la industria (10).

7. Costos de operación

Durante los nueve años de actividad de la industria petrolera nacionalizada (1976-1984), se han notado fases muy específicas en el comportamiento de sus costos de operación. Así, después de haberse observado un comportamiento muy poco dinámico de éstos durante los dos primeros años de actividad, a partir de 1978 se manifestó una expansión sostenida de los mismos, habiendo mostrado un crecimiento interanual promedio de 16% en el período 1978-1984.

Lo anterior puede explicarse como producto del comportamiento de una serie de factores que son propios de la industria petrolera nacionalizada, así como por el de otros elementos exógenos que se han reflejado en estos costos. En efecto, como ya se ha mencionado, es a partir de 1979 cuando se ponen en marcha una serie de proyectos de inversión de gran magnitud en distintas áreas de actividad de la Industria, con el fin, entre otros, de incrementar su potencial productivo, de ahondar en operaciones exploratorias que permitan incrementar las reservas probadas del país, de ampliar la flota marítima para reducir la dependencia del transporte externo, de satisfacer el mercado interno de hidrocarburos, etc.

Como es obvio, estos esfuerzos en múltiples frentes implicaron la ampliación de operaciones por parte de la Industria, ya que ésta no solamente se limita a extraer petróleo, como había sido el caso hasta el momento de la nacionalización, sino que se preocupa por renovarse y por ampliar su espectro de operaciones.

Sin embargo, no son solamente estos factores operacionales internos los que explican el incremento de los costos. Una serie de elementos y situaciones ajenos a la Industria han incidido en los mismos en forma directa o indirecta, pudiéndose mencionar entre éstos los aumentos salariales de acuerdo a la Ley General de Aumentos de Sueldos y Salarios puesta en vigencia en enero de 1980, así como los contratos colectivos a que ha llegado la Industria con los diferentes re-

(10) Para una mayor información sobre estos aspectos, ver "Informe del Presidente PDVSA a la Asamblea Ordinaria de Accionistas sobre la Gestión de Petróleos de Venezuela, S.A. en 1984", en PDVSA, *Informe Anual 1984, Caracas, 1985, pp. 7 a 10. Igualmente, ver la entrevista al Dr. Alberto Quirós Corradi, publicada en el diario El Universal, página 2-1, jueves 20 de junio de 1985.*

presentantes del sector laboral. Igualmente, la inflación que se materializó en Venezuela, particularmente en el período 1979-1981, y la modificación en 1984 de la paridad cambiaria del dólar petrolero, han tenido una alta incidencia en esos costos.

A continuación estudiaremos los efectos de estas variables exógenas sobre los costos de operación de la industria petrolera nacionalizada.

7.1 Los contratos colectivos y la ley salarial de 1980. Entre 1976 y 1984 las remuneraciones percibidas por el personal de la industria petrolera nacionalizada en forma de sueldos, salarios y otros beneficios pasaron de Bs. 1.842 millones a Bs. 5.770 millones. Este aumento puede subdividirse en dos grandes componentes: 1. Aquel que se debió al incremento de la fuerza hombre dentro de la industria como consecuencia del mayor número de personas empleadas, factor que explica el 35% de aquel aumento de las remuneraciones; y, 2. El que es imputable a los beneficios logrados por vía de contratación colectiva y de aumentos forzosos de sueldos y salarios, que corresponden al 65% restante.

Con relación a este segundo factor, hay que decir que hasta la fecha se ha celebrado tres contratos colectivos —en 1976, 1980 y 1983—. Igualmente, el 1° de enero de 1980 entró en vigencia la Ley de Aumento de Sueldos y Salarios, según la cual se elevaron todos los sueldos y salarios inferiores a Bs. 6.500 mensuales, en razón inversa al tamaño de los mismos.

Se considera que el incremento de las remuneraciones de la industria petrolera nacionalizada como consecuencia de la aplicación de los contratos colectivos fue de 17,2% en 1976; 23,8% en 1980 y 10% en 1983, mientras que la aplicación de la Ley de Aumentos de Sueldos y Salarios implicó un incremento del orden del 21,2% de aquellas remuneraciones.

Los incrementos antes mencionados se deben a acuerdos contractuales que se le aplican a aquellos empleados y obreros que están amparados bajo la contratación colectiva, y los cuales representan aproximadamente el 70% del personal de la industria petrolera nacionalizada. Estos conforman las llamadas Nómina Diaria y Nómina Mensual. Adicionalmente, existe la llamada Nómina Mayor, en la cual se incluyen los profesionales y gerentes de la industria que no están amparados por la contratación colectiva.

Es importante señalar que la razón por la que se considera que estos incrementos de costos son exógenos a la operación intrínseca de la Industria es porque los mismos no se deben a la aplicación de las normas tradicionales de administración de personal, según las cuales los aumentos de remuneraciones están ligados a acciones por concepto de méritos, promociones, etc.

A diferencia de aquellos aumentos de sueldos y remuneraciones, éstos no obedecen a una acción legal o contractual, sino que son

producto de la aplicación de normas internas de la Industria, con el fin de incentivar el desarrollo y el progreso de todos sus profesionales. De allí la importancia de separar dentro de la estructura de costos de operación, todos los incrementos que se deben a acuerdos contractuales o legales, de aquellos que responden a disposiciones normativas de la Industria.

Igualmente, hay que tener presente que los beneficios adicionales que obtienen los trabajadores y sus familias a través de la contratación colectiva, tales como primas por nacimiento de hijos, asignaciones por fallecimiento de familiares, reconocimiento de cargas familiares, ayudas escolares, etc., también se reflejan en las reservas de jubilación y prestaciones sociales. Dada la alta estabilidad laboral existente dentro de la Industria, cualquier incremento de la remuneración por la vía de la contratación colectiva, se multiplica por un factor directamente relacionado a la cantidad de años de servicio de cada trabajador.

Otro elemento de costo de personal de rápido crecimiento es el imputable a la "tarjeta de comisariato", según el cual los empleados de la industria petrolera tienen derecho a adquirir una cesta de más de 30 productos de la dieta básica, a precios equivalentes a los del año 1960. Este beneficio hasta hace poco tiempo se aplicaba a todos los trabajadores de la Industria, incluyendo a los de la Nómina Mayor. Sin embargo, debido al elevado monto que esta prerrogativa implicaba, se decidió hace pocos años eliminar al personal afecto a la Nómina Mayor de este tipo de beneficio, quedando como beneficiarios única y exclusivamente las personas bajo la Nómina Diaria y Nómina Mensual.

CUADRO Nº 7
COSTO LABORAL

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Nº de Trabajadores	23.670	25.205	27.218	31.737	34.675	39.116	41.375	41.302	40.375	39.791
Sueldos, Salarios y Beneficios (MMBS)	<u>1.842</u>	<u>2.090</u>	<u>2.358</u>	<u>2.660</u>	<u>4.230</u>	<u>4.418</u>	<u>4.825</u>	<u>5.892</u>	<u>5.770</u>	<u>5.839</u>
Promedio Anual (Bs.) (En Términos Corrientes)	77.820	82.920	86.634	83.814	121.990	112.946	116.616	142.657	142.910	146.742
Promedio Anual (Bs.) (A Precios Constantes 1976)*	77.820	75.116	73.104	64.755	78.501	63.847	61.003	69.767	59.486	51.670

* Deflactor: Índice general de precios al por mayor del BCV (1976 = 100).

Fuente: PDVSA y BCV

7.2 La inflación. Otro factor exógeno que se ha reflejado en los costos de operación de la industria petrolera nacionalizada ha sido la inflación, tanto interna como externa.

Debido al alto grado de dependencia de suministro externo que tradicionalmente ha tenido la Industria para la adquisición de maquinarias y equipos, y la obtención de asistencia tecnológica y otros intangibles, un porcentaje importante de sus costos operativos son de origen foráneo (20% en 1984), por lo que las presiones inflacionarias que padecen los países proveedores se reflejan en la Industria. Sin embargo, la reducción que se ha operado en el peso relativo de los costos externos durante los últimos años ha disminuído el grado de vulnerabilidad de la Industria a recrudescimientos inflacionarios en estos países.

Simultáneamente, la inflación que ha padecido la economía venezolana, particularmente en el período 1979-1981, también se ha reflejado en los costos operativos de la Industria. En efecto, al deflactar éstos por el índice general de precios al por mayor estimado por el Banco Central de Venezuela, se nota que gran parte del incremento de los costos nominales se ha debido al incremento de los precios.

7.3 El tipo de cambio petrolero. Otro factor exógeno que también se ha reflejado en los costos operativos de la industria petrolera nacionalizada ha sido la decisión de modificar el tipo de cambio de bolívar-petrolero, pasándolo de Bs./\$ 4,2925 a Bs./\$ 5,9925; esta modificación, vigente desde febrero de 1984, ha equivalido a una devaluación próxima al 40%. Dado que el 20% de los costos operativos es de origen externo, aquella decisión cambiaría implicó para la Industria un incremento cercano al 8% de los costos operativos durante el año 1984.

Sin embargo, esto vino acompañado por un aumento sustancial de los ingresos en bolívares de la Industria, ya que por cada dólar que PDVSA vendió al Banco Central de Venezuela después de la modificación del tipo de cambio, le fue acreditado en la cuenta que mantiene en ese instituto un monto de Bs. 5,9925 en vez de Bs. 4,2925, como en el pasado. Esto explica por qué la posición de caja de PDVSA a fines de 1984, resultó sustancialmente más favorable que en el año precedente, a pesar del incremento en los costos operativos generados por la devaluación de bolívar petrolero (11).

11 De acuerdo con anuncios oficiales, el 1º de enero de 1986 se revisará nuevamente esta paridad, elevándose a Bs./\$ 7,4925. De ser este el caso, los costos de origen externo de la Industria sufrirán un nuevo aumento del orden del 25%. Igualmente, en un período de dos años (enero de 1984 y enero de 1986) dichos costos habrían experimentado un incremento del 74,4%.

7.4 Los factores endógenos. Como ya se dijo, parte del aumento de los costos de operación de la industria petrolera nacionalizada durante sus primeros nueve años de actividad, se debió a factores intrínsecos o endógenos. En las líneas que siguen intentaremos hacer un análisis de dichos factores y de sus efectos.

Como puede verse claramente en el Gráfico N° 3, los costos reales mostraron una fase ascendente (1976-1981), y otra contractiva (1982-1984). Gran parte de ese comportamiento se debió a decisiones internas de la Industria, por lo que creemos útil dividir el siguiente análisis en dos secciones, donde se estudien aquellos efectos durante estos sub-períodos.

7.4.1. El período de costos reales crecientes (1976-1981). En el análisis precedente se ha puesto de manifiesto la multiplicidad de objetivos que se trazó la industria petrolera nacionalizada, muchos de ellos ambiciosos, y los esfuerzos que ha sido necesario realizar para su consecución. Esto ha implicado, no solamente altos gastos de inversión, sino también la ampliación considerable en el nivel de actividades tradicionales, el acometimiento de nuevas tareas, y el aumento de la fuerza hombre contratada, factores que han contribuido a generar un inevitable incremento de los costos operativos de la Industria.

Un ejemplo de ello es lo ocurrido en el área de producción, cuyos costos operativos reales mostraron un crecimiento interanual promedio de 11,4% en el período analizado, al pasar de Bs. (1976) 2.385 millones en 1976 a Bs. (1976) 4.095 millones en 1981 (12).

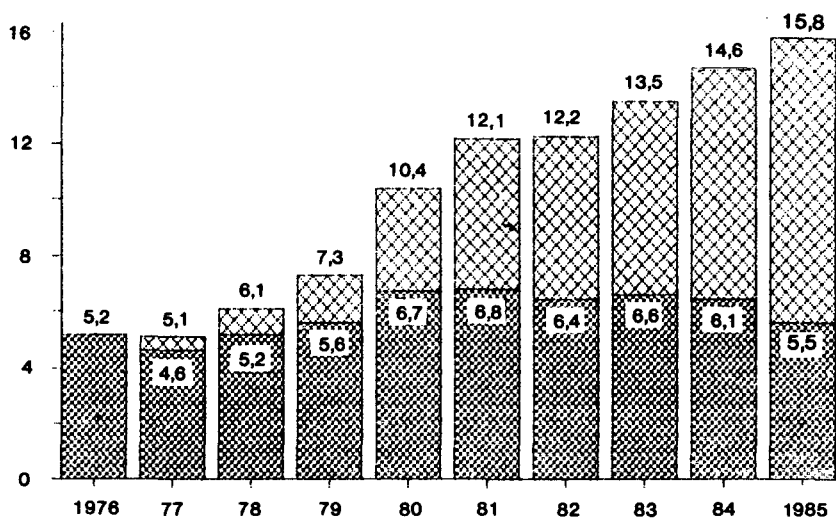
Este aumento se explica, no como consecuencia de un incremento de la producción, —de hecho ésta bajó en ese período, a excepción de 1979, sino por las actividades realizadas con el fin de alcanzar y luego mantener el potencial productivo de 2,8 MMBD, de acuerdo con los lineamientos trazados por el Ministerio de Energía y Minas.

Como ya se dijo (Ver sección 5.1.3), esto implicó, entre otras cosas, la necesidad de realizar ingentes inversiones e incurrir en altos costos operativos en el área de producción, con el fin, por una parte, de reactivar campos previamente abandonados que habían vuelto a ser rentables debido a la nueva situación de precios, y por la otra, de ampliar las actividades de reinyección de vapor, de gas y de agua para mejorar las condiciones de recuperación secundaria, y así elevar el potencial de producción de los yacimientos declinantes.


Esto fue de particular importancia durante gran parte de ese período, ya que entonces se le dio prioridad a la elevación del potencial de producción de crudos livianos y medianos, que eran los más cotizados en el mercado. Sin embargo, eran los pozos productores de

12 El símbolo "Bs. (1976)" significa "bolívares del año 1976", y se utiliza para expresar el valor *real* de una variable dada, a los precios constantes de un año base, en este caso 1976.

GRAFICO N° 3
COSTOS DE OPERACION
 (Miles de Millones de Bolívares)



 Real (en Bs. constantes de 1976)*

 Corriente (En Bs. corrientes)

Fuente: PDVSA y B.C.V.

*Deflactor: Índice general de precios al por mayor del B.C.V. (1976 = 10)

CUADRO Nº 8
COSTOS DE OPERACION EN BOLIVARES CORRIENTES
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Producción										
Levantamiento	477	557	714	887	1.194	1.334	1.162	1.191	1.531	1.653
Servicios a Pozos	215	210	227	230	268	370	387	356	364	375
Reacond./Recomp.	405	425	520	632	966	1.332	1.123	1.177	1.163	817
Recuper. Secundaria	191	212	260	324	500	555	528	490	625	594
Tratamiento de Crudos	48	58	80	87	113	121	122	121	169	164
Manejo de Crudos	205	225	276	347	489	503	404	490	468	555
Comercializ. del Gas	48	47	53	77	114	110	119	158	177	198
Apoyo y Gestión	<u>796</u>	<u>921</u>	<u>1.116</u>	<u>1.459</u>	<u>2.255</u>	<u>2.919</u>	<u>3.259</u>	<u>3.639</u>	<u>3.447</u>	<u>3.378</u>
Total Producción*	<u>2.385</u>	<u>2.655</u>	<u>3.246</u>	<u>4.043</u>	<u>5.899</u>	<u>7.244</u>	<u>7.104</u>	<u>7.622</u>	<u>7.944</u>	<u>7.734</u>
Costo Medio de										
Producción por barril**	2,84	3,25	4,11	4,70	7,43	9,18	10,28	11,63	12,07	12,64
Refinación	679	850	994	1.199	1.666	1.934	2.043	2.155	2.553	2.994
Mercado Interno	252	326	412	503	760	780	880	900	920	1.004
Marina	230	308	408	437	415	474	462	373	234	247
Apoyo y Gestión	<u>1.621</u>	<u>913</u>	<u>1.054</u>	<u>1.108</u>	<u>1.649</u>	<u>1.681</u>	<u>1.722</u>	<u>2.483</u>	<u>2.946</u>	<u>3.785</u>
Total	<u>5.167</u>	<u>5.052</u>	<u>6.114</u>	<u>7.290</u>	<u>10.389</u>	<u>12.113</u>	<u>12.211</u>	<u>13.533</u>	<u>14.597</u>	<u>15.764</u>
Apoyo tecnológico	1.413	1.457	1.384	1.531	562	478	277	231	180	145

* Excluye consumo propio.

** De crudos y condensados (en Bs. por barril).

Fuente: PDVSA

ese tipo de crudos los que mayor declinación mostraban, y los que, en consecuencia, resultaban más costosos de mantener. Igualmente, el incremento del potencial productivo de este tipo de crudos exigía la perforación de nuevos pozos, cada vez más profundos, y por lo tanto más gravosos de operar.

Lo anterior explica por qué fueron las actividades de reacondicionamiento y recompletación de yacimientos, levantamientos y recuperación secundaria las que experimentaron mayores incrementos de costos en ese período.

Al igual que en la actividad de producción, la de refinación también mostró un aumento importante de sus costos reales de operación durante el período analizado, al pasar de Bs. (1976) 679 millones de 1976 a Bs. (1976) 1.093 millones en 1981, lo cual significó un crecimiento interanual promedio de 10%. Esto se debió mayormente al uso cada vez más intenso de las instalaciones existentes con el fin de satisfacer el creciente mercado interno, así como a los mayores costos implícitos en el proceso de cambio de los patrones de refinación que se llevaron a cabo durante estos años.

Otra área donde se notó un crecimiento importante de los costos fue la de mercado interno, debido a los mayores requerimientos implícitos en la satisfacción de la creciente demanda de hidrocarburos. (Ver sección 5.1.1).

Por el contrario, los costos operativos imputados a otras operaciones de la industria, tales como la de marina (transporte a nivel internacional) y la de apoyo, gestión y otros, mostraron un bajo dinamismo durante el período analizado. Incluso, en el caso específico de las actividades de apoyo, gestión y otros, no se materializó crecimiento alguno de éstos en términos nominales, habiéndose operado, en consecuencia, una contracción de los mismos en términos reales.

7.4.2 El período de costos reales decrecientes (1982-1984). A partir de 1982 se ha notado una modificación de aquella tendencia expansiva de los costos reales de operación de la Industria, observándose una contracción sostenida de los mismos en el período 1982-1984, con excepción de 1983. Por su parte, los costos nominales o corrientes, si bien siguieron creciendo, lo hicieron a una tasa inferior que en los años previos.

La reducción de los volúmenes de producción y exportación que se ha venido operando desde 1982, en atención a las decisiones de la OPEP y a las realidades del mercado internacional, llevó a las autoridades petroleras a tomar una serie de decisiones orientadas al redimensionamiento de las actividades de la Industria, para hacerlas más acordes con la nueva situación nacional y petrolera.

Como parte de ese esfuerzo, se hizo la revisión de múltiples proyectos de inversión, a la que ya nos hemos referido (ver sección 5), y se redujo la meta de potencial de producción de 2,8 MMBD a 2,5

MMBD. Estas y otras decisiones han implicado la reducción significativa de actividades de servicios a pozos, de recuperación secundaria a través de la inyección de vapor, gas o agua, y del esfuerzo para el mantenimiento del potencial de producción. Esta es una de las razones que explica la desaceleración del crecimiento de los costos operativos corrientes y la contracción de los reales que se ha operado desde 1982 a esta parte, apoyados en las medidas de optimización, austeridad y ahorro que ha venido adelantando la Industria.

La situación de debilitamiento del mercado petrolero y limitación de las posibilidades de exportación, coincidió con la centralización de reservas en el Banco Central (septiembre de 1982), lo cual obligó a PDVSA a transferir su tenencia de divisas en el exterior al instituto emisor. Ulteriormente, en los últimos meses de 1982, PDVSA constituyó un fideicomiso en el Banco Central de Bs. 7.500 millones, destinado a la adquisición de bonos de la deuda pública con vencimientos de 2, 3 y 4 años.

Toda esa situación le significó a la industria petrolera, por una parte, la eliminación de una fuente importante de ingresos, —los intereses devengados por sus colocaciones en el exterior—, y por la otra, una reducción de sus disponibilidades de caja; consecuentemente, los ingresos captados en 1982 y 1983 fueron inferiores a los inicialmente planeados. Lo anterior coincidió con un incremento de los costos en 1983 debido a la entrada en vigencia del tercer contrato colectivo.

Ante esta situación, se tomaron una serie de medidas tendentes a reducir los costos operativos por actividades internas. Entre éstas se pueden mencionar la estabilización de la fuerza hombre, y la reducción de los beneficios adicionales que recibía el personal, particularmente el incluido en la Nómina Mayor, al cual se le eliminó la tarjeta de comisañato, se le aumentaron los alquileres por concepto de vivienda en los diferentes campamentos, y se le redujo la bonificación por concepto de luz, gas, etc.

Adicionalmente, se implantó un plan de racionalización de operaciones, según el cual se reasignaron las zonas de acción de las diferentes filiales, con sus actividades en el occidente del país, pero recibió las que realizaba Corpoven en el oriente; de esta forma se concentraba todo el esfuerzo gerencial y operacional de esa empresa en el oriente.

Igualmente, se hicieron esfuerzos por minimizar el capital de trabajo de la Industria, pudiéndose mencionar, entre otros, la revisión y redimensionamiento de inventarios de materiales y suministros, el mejoramiento de las prácticas rutinarias de trabajo, el control más estricto acerca de las actividades de soporte y asesoría externa contratada, la optimización de operaciones a través de la elaboración de catálogos comunes de materiales, manuales de fabricantes nacionales, registros de contratista y consultores, etc.(13).

Como ya se dijo, estas acciones y decisiones dieron como resultado, no solamente la desaceleración en el ritmo de crecimiento de los costos operativos, sino incluso su reducción en términos reales. Sin embargo, debido a que la participación de los costos fijos en los costos totales de la industria es muy elevada, las posibilidades de contracción de los costos operativos es limitada.

13 Ver, Peñaloza, Humberto, *La Industria Petrolera Nacional: Evolución, Realidades y Retos*, PDVSA, Caracas. 1983, pp. 20-22.

CUADRO N° 9
 COSTOS DE OPERACION EN BOLIVARES DE 1976*
 (Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Producción	2.385	2.405	2.739	3.124	3.796	4.095	3.716	3.727	3.307	2.722
Refinación	679	770	839	926	1.072	1.093	1.069	1.054	1.063	1.054
Marina	230	279	344	338	267	268	242	182	97	87
Mercado Interno	252	295	348	389	489	441	460	440	383	353
Apoyo y Gestión	<u>1.621</u>	<u>827</u>	<u>889</u>	<u>856</u>	<u>1.061</u>	<u>950</u>	<u>901</u>	<u>1.214</u>	<u>1.226</u>	<u>1.332</u>
Total Costos Operación	<u>5.167</u>	<u>4.576</u>	<u>5.159</u>	<u>5.633</u>	<u>6.685</u>	<u>6.847</u>	<u>6.388</u>	<u>6.617</u>	<u>6.076</u>	<u>5.548</u>
Apoyo Tecnológico	1.413	1.319	1.168	1.183	362	270	145	113	75	51

* Deflactor: Índice general de precios al por mayor del BCV. (1976 = 100)

Fuente: PDVSA y BCV

8. Los contratos de tecnología

Uno de los aspectos que caracterizaba a las compañías concesionarias antes de la nacionalización de la Industria, era la alta dependencia tecnológica de sus respectivas casas matrices, particularmente en actividades de exploración, producción y refinación. Esta dependencia se caracterizaba por las necesidades que las empresas tenían, no sólo de la tecnología, sino del suministro de materiales, equipos y repuestos para sus operaciones, los cuales eran importados en su gran mayoría.

Consecuentemente, en el momento de la nacionalización de la Industria la utilización de tecnología local era mínima, razón por la que fue indispensable firmar una serie de contratos con las compañías transnacionales en el momento de la nacionalización, para así asegurar la continuidad del suministro de tecnología y de equipos y materiales. Lo que se buscaba era evitar interrupciones en las operaciones normales de la industria.

Sin embargo, ya en aquel momento existía conciencia acerca de la necesidad de reducir a un mínimo aquella dependencia, la cual, además de costosa, introducía un elemento de vulnerabilidad indeseable. De allí que desde el mismo inicio de operaciones de la industria petrolera nacionalizada se comenzaran a hacer una serie de esfuerzos con la intención de desarrollar una tecnología local, que redujera progresivamente aquella dependencia externa inicial.

En tal sentido, en el año 1976 se creó el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela, el cual tenía como finalidad la realización de una serie de investigaciones tendentes al desarrollo de tecnologías propias al servicio de las actividades y operaciones de la industria petrolera nacionalizada.

Como producto de este esfuerzo, se han desarrollado una serie de técnicas en materia de explotación de crudos pesados, y métodos de recuperación mejorada de yacimientos, lo cual ha significado un avance importante y de gran relevancia para el desarrollo de la industria, debido a la alta concentración de este tipo de petróleo en Venezuela.

Entre los estudios más importantes desarrollados por el INTEVEP se pueden mencionar la caracterización geológica de la Faja Petrolífera del Orinoco, la caracterización de la plataforma continental nacional, y el programa sobre control de calidad de los proveedores nacionales de materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente, se han obtenido importantes logros en materia de gasolinas, octanajes y su volatilidad, así como el mejoramiento de los crudos y el servicio y procesamiento de datos geofísicos.

Igualmente, a través de este instituto se han firmado una serie de convenios de asistencia técnica, tanto a nivel nacional como internacional, con la intención de obtener e intercambiar información tec-

nológica desarrollada por las instituciones involucradas en dichos acuerdos.

Así, por ejemplo, se han firmado convenios con la Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), con el Massachusetts Institute of Technology (MIT), con la Universidad de Oklahoma, con el Departamento de Energía de los Estados Unidos, y con el Ministerio de Investigación y Tecnología de la República Federal Alemana. A través de estos convenios se ha podido tener acceso a los más variados desarrollos tecnológicos que se han alcanzado en el mundo, y a la vez las organizaciones que han logrado acuerdos con el INTEVEP se han beneficiado de todos los avances e investigaciones que se llevan a cabo en esta última institución.

Igualmente, se han establecido una serie de acuerdos y convenios de tecnología con instituciones venezolanas, entre las cuales destacan la Universidad Simón Bolívar, la Universidad Central de Venezuela y la Universidad de Los Andes.

Como producto de todos estos esfuerzos, en el año 1984 el INTEVEP le aportó y puso a disposición de la industria petrolera nacionalizada de 700.000 horas hombre de trabajo tecnológico de investigación y apoyo. Igualmente, ha desarrollado una serie de programas de evaluación de empresas venezolanas de ingeniería, consultoría, construcción y servicios especializados, que han permitido incrementar en una forma sustancial el uso de servicios nacionales, que han ido sustituyendo en forma progresiva a los servicios similares que inicialmente se contrataban en el exterior.

Así, en el año 1984 el 73% de la ingeniería contratada se realizó con empresas nacionales; esto significó un profundo cambio en la dependencia de la tecnología de ingeniería extranjera, ya que tan solo cinco años atrás, en 1980, el 84% de la ingeniería contratada provenía del exterior.

Tales han sido los avances en materia de independencia de tecnología, que ya para 1985 existen algunas filiales, tal como es el caso de Lagoven, la mayor empresa operadora de la Industria, que no está contratando ningún servicio de tecnología externa.

Como producto de todo lo anterior, se ha experimentado una reducción sostenida e intensa de los gastos por concepto de apoyo tecnológico externo, habiendo pasado éstos de Bs. 1.413 millones en 1976 a Bs. 180 millones en 1984; lo cual representa una tasa de disminución interanual promedio de 22,7%. Esta tasa de contracción es aún más intensa (31%), si se toman en consideración los gastos reales, o a precios constantes, que se han realizado por este concepto durante ese lapso.

Otra área donde se han logrado avances importantes en materia de desarrollo tecnológico propio es la de la adquisición de materiales y equipos. La industria petrolera nacionalizada en sus inicios realizaba la adquisición de materiales y equipos que ésta requería a través

de sus empresas filiales, teniendo cada una de ellas una oficina dedicada a este tipo de actividad. De esta forma, cada empresa filial tenía su propio grupo de ingenieros y técnicos que se encargaba de la determinación de especificaciones de los equipos a ser adquiridos, las características de los mismos, los lugares donde éstos iban a ser comprados, y los requerimientos de calidad.

Esto implicaba una multiplicidad de esfuerzos innecesarios, que incluso impedía la transmisión de información valiosa entre las diferentes filiales, que podía traducirse en un ahorro importante.

Ante esta situación, en 1980 se decidió crear la séptima empresa filial de Petróleos de Venezuela, Bariven, (14) la cual tenía como finalidad fundamental la adquisición de todos los materiales y equipos que, por su naturaleza, debían ser obtenidos en el exterior. De esta forma se eliminaban los servicios de adquisición de materiales y equipos de cada una de las filiales, centralizándolos en una única empresa, se aseguraba la obtención de información tecnológica muy importante que poseían los grupos de ingeniería de las diferentes empresas filiales, y se facilitaba la transferencia de tecnología entre ellas.

Parte de los resultados que se han obtenido a través de esta decisión de unificación de la adquisición de materiales y equipos en el exterior se pueden ver en el Cuadro N° 10. Entre 1976 y 1982, la compra de materiales y equipos para la industria petrolera y petroquímica pasó de Bs. 1.220 millones de Bs. 13.715 millones, lo cual significó un aumento interanual promedió del orden del 50%; las compras externas fueron las que mostraron un crecimiento más acentuado en ese período, bien sea en forma de importaciones indirectas o de importaciones directas.

Esto se debió, fundamentalmente al incremento de actividades en las áreas exploratorias, de producción, de refinación, etc., que generaron necesidades cada vez mayores de adquisición de materiales y equipos en el exterior, ya que muchos de ellos no eran producidos localmente. Entre estas compras destacan, por su magnitud, las de los materiales y equipos requeridos para el proceso de modificación de los patrones de refinación.

Como consecuencia de la racionalización de actividades y esfuerzos por reducir los costos operativos, las compras de materiales y equipos se redujeron drásticamente en 1983 y 1984, pasando de Bs. 13.715 millones en 1982 a Bs. 6.873 millones en el año 1984, siendo precisamente las adquisiciones externas las que mostraron una contracción más drástica.

La compra de materiales y equipos de origen nacional, por su parte, si bien sufrió una contracción de importancia en comparación a los niveles de 1982, lo hizo a una tasa sustancialmente menor que la extranjera. Es así como se pasó de una situación en el año 1982 don-

14 Las otras seis empresas filiales eran para ese momento: Lagoven, Maraven, Meneven, Corpoven, Pequiven e Intevep.

CUADRO Nº 10
 COMPRA DE MATERIALES Y EQUIPOS - POR ORIGEN
 (Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Origen Nacional	490	970	1.450	2.400	2.700	3.760	4.415	2.859	3.596	5.057
Participación Porcentual	40,16%	46,86%	40,28%	38,59%	41,28%	38,60%	32,19%	42,75%	52,32%	57,58%
Importaciones Indirectas	280	420	650	1.360	1.640	2.210	2.200	1.111	1.132	1.322
Participación Porcentual	22,95%	20,29%	18,06%	21,86%	25,08%	22,69%	16,04%	16,61%	16,47%	15,05%
Importaciones Directas	450	680	1.500	2.460	2.200	3.770	7.100	2.718	2.145	2.403
Participación Porcentual	<u>36,89%</u>	<u>32,85%</u>	<u>41,67%</u>	<u>39,55%</u>	<u>33,64%</u>	<u>38,71%</u>	<u>51,77%</u>	<u>40,64%</u>	<u>31,21%</u>	<u>27,36%</u>
Total	<u>1.220</u>	<u>2.070</u>	<u>3.600</u>	<u>6.220</u>	<u>6.540</u>	<u>9.740</u>	<u>13.715</u>	<u>6.688</u>	<u>6.873</u>	<u>8.782</u>

Fuente: PDVSA

de tan sólo el 32% de los materiales y equipos adquiridos por la industria petrolera eran de origen nacional, a otra en 1984, donde dicha participación fue superior al 52%.

9. Los resultados económicos

La evaluación de los resultados económicos y financieros de la industria petrolera nacionalizada en sus primeros nueve años de operaciones no es una tarea fácil, ya que sus objetivos, a diferencia de lo que es tradicional para una empresa privada, no pueden medirse única y exclusivamente por los rendimientos financieros que haya obtenido esta empresa.

Si el único objetivo que tuviese PDVSA y sus empresas filiales fuese la maximización del beneficio, o si éste fuese su principal objetivo, como es el caso regular de las empresas privadas dedicadas a actividades económicas, sería prácticamente obligante realizar un estudio de la rentabilidad de esa empresa comparando los beneficios que hubiese obtenido a lo largo de su período de operación, con los activos fijos de la misma, con su patrimonio, o con su capital pagado.

Sin embargo, el objetivo primordial de la industria petrolera nacionalizada no es la generación de beneficios, sino que tiene una serie de objetivos básicos más amplios, que le fueron trazados por el Ejecutivo a través de la Comisión de Reversión. Así, se determinaron un conjunto de macro metas que debía cumplir la industria petrolera nacionalizada en forma prioritaria, las cuales se sintetizan en:

1. Generar ingresos para el Fisco y divisas para el país.
2. Garantizar el abastecimiento de los hidrocarburos demandados por el mercado local.
3. Actuar como agente dinámico y directo del desarrollo nacional.
4. Fomentar la investigación y el desarrollo tecnológico en el país.

Paralelamente, la industria petrolera nacionalizada tenía que cumplir todos estos requerimientos dentro de una condición de total normalidad operativa y sin que sufriese el proceso mismo de su desarrollo.

Por esto es compleja la medición de los resultados económicos y financieros de la Industria en sus nueve años de operación. Igualmente, se dificulta sobremanera su comparación con industrias similares en otras partes del mundo, ya que los objetivos de estas últimas —las empresas petroleras multinacionales, por ejemplo, o incluso empresas petroleras estatales—, difieren considerablemente de los de PDVSA y sus filiales.

Tomando en consideración los objetivos anteriormente mencionados, a continuación presentamos un Cuadro (Nº 11) donde se resumen los resultados obtenidos por PDVSA y sus filiales en el período de operación.

CUADRO Nº 11
ESTADO CONSOLIDADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS 1976 - 1985
(Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>TOTAL</u>
A. Venta de Hidrocarburos*	38.991	40.752	38.890	60.102	79.661	84.317	70.378	63.544	94.192	88.153	658.980
B. Costos y Gastos Operacionales**	6.738	7.136	9.133	11.415	13.722	15.909	16.589	18.530	15.846***	21.103	136.121
C. Ganancia Operacional de la Nación (A-B)	32.253	33.616	29.757	48.957	65.939	68.408	53.789	45.014	78.346	67.064	523.143
D. Participación Fiscal Causada	28.654	26.200	24.374	38.124	55.028	59.649	45.824	38.691	64.426	57.057	438.027
E. Ganancia Operacional de la IPN (C-D)	3.599	7.416	5.383	10.833	10.911	8.759	7.965	6.323	13.920	10.007	85.116
F. Intereses sobre Colocaciones	162	389	838	1.647	3.902	5.475	2.932	1.259	908	809	18.321
G. Ingresos Netos de la IPN (E + F)	3.761	7.805	6.221	12.480	14.813	14.234	10.897	7.582	14.828	10.816	103.437
H. Participación Nacional (C + F)	32.415	34.005	30.595	50.604	69.841	73.883	56.721	46.273	79.254	67.873	541.464

* Excluye Operaciones Ultramar.

** Excluye Operaciones Ultramar, Regalías y Porcentaje Legal a PDVSA.

*** Incluye Ganancia en Cambio.

Fuente: PDVSA

Una primera conclusión que se extrae de esta información es que una industria petrolera como la venezolana, que orienta la mayor parte de su producción a la exportación, es altamente rentable, ya que la relación entre sus costos y gastos de operación con los ingresos por concepto de venta de hidrocarburos es de aproximadamente 5 a 1. Esto se debe a que los costos de producir un barril de crudo, que en el caso específico de Venezuela, alcanzó en 1984 un nivel de Bs. 12,07, es sustancialmente inferior al precio a que puede ser vendido éste en el exterior (Bs. 152, tomando el precio promedio de los crudos en 1984 de \$ 25,36, y convirtiéndolo a bolívares basado en un tipo de cambio de Bs./\$ 6,00).

Sin embargo, debido a que una parte importante de los crudos producidos se destina al mercado interno, cuyos precios son sustancialmente menores que los internacionales, la relación entre ingresos por ventas y costos y gastos de operación es menor a aquella que resultaría de comparar el precio de realización en el exterior con aquellos costos y gastos de operación.

Como resultado de estas operaciones, la industria petrolera nacionalizada ha generado una ganancia operacional a la Nación, es decir una ganancia debida a la operación petrolera misma de la Industria, superior a Bs. 456.000 millones a lo largo de sus primeros nueve años de operación. De ese monto, el 83,5% ha pasado al Fisco a través del pago de impuesto sobre la renta, regalías y otros tributos menores, y el 16,5% restante ha quedado en poder de la industria petrolera nacionalizada.

A la ganancia operacional (Fila E del Cuadro N° 11), que supera Bs. 75.100 millones, hay que agregarle los beneficios que ha percibido la Industria por las colocaciones que mantenía en bancos extranjeros hasta el 25 de septiembre de 1982, cuando éstas fueron transferidas al Banco Central de Venezuela. Posterior a la medida de la transferencia de las divisas, PDVSA ha seguido percibiendo algunos beneficios por este concepto, producto de las colocaciones marginales que puede realizar con los excedentes del fondo operacional de \$ 300 millones, y de los rendimientos que obtiene de las colocaciones en bonos del Estado, cédulas hipotecarias y otros títulos, realizadas durante los tres últimos años.

Como consecuencia de lo anterior, los ingresos netos percibidos por la Industria a lo largo de sus nueve años de existencia ascienden a una cantidad de Bs. 92.621 millones, los cuales, como ya se mencionó en la sección 1, se han destinado a la creación de reservas operativas para el financiamiento de proyectos de inversión y otras actividades que le son propias, o han sido capitalizados.

De esta forma la participación nacional dividida entre lo que percibe el Fisco Nacional y lo que ha quedado en forma de ingresos netos en la industria petrolera nacionalizada, asciende a un monto de Bs. 473.591 millones, los cuales se han distribuido en un 20% para la industria petrolera nacionalizada y un 80% para el Fisco Nacional.

Es importante recalcar que dentro de los ingresos netos de la Industria se incluyen, además de los intereses percibidos sobre las colocaciones de la Industria, los beneficios netos, una vez descontado el impuesto sobre la renta, así como el aporte legal del 10% de las ventas netas que ya analizamos al principio de este trabajo (Sección 2).

A pesar de los profundos cambios que se han operado en la Industria desde su nacionalización, los resultados económicos obtenidos se realizaron dentro de un ámbito de normalidad en las operaciones de búsqueda, extracción, producción, refinación, transporte y comercialización de los hidrocarburos. Esto último, como ya se dijo, objetivo fundamental de la industria petrolera nacionalizada, se logró gracias al esfuerzo de la aplicación de técnicas gerenciales de alto nivel, al mantenimiento del esquema de promoción en base a méritos, y a la mística y colaboración general del personal de la Industria (15).

10. La recuperación de la industria petroquímica

Durante los primeros días de 1977, el Ejecutivo Nacional dictó un decreto mediante el cual se facultaba al Ministerio de Energía y Minas para realizar todas las gestiones que considerase necesarias, con el fin de sanear las operaciones del Instituto Venezolano de Petroquímica (IVP), a través de la eliminación o modificación de los servicios, dependencias administrativas, cuerpos gerenciales, y estructuras laborales del mismo.

Simultáneamente, el Ministerio de Energía y Minas solicitó la colaboración de PDVSA para hacer de este reto una realidad. De allí que el 17 de febrero de ese mismo año el Directorio de PDVSA nombró a un grupo de asesores de la Industria para que llevara a cabo el objetivo encomendado.

10.1 Una breve historia. La industria petroquímica venezolana fue fundada en 1953, teniendo como objetivo la elaboración de productos petroquímicos, dada la riqueza petrolera del país. Sin embargo, a lo largo de toda su historia esta industria nunca funcionó en forma eficiente, ni aplicó los criterios económicos y financieros que la debían guiar. Por el contrario, fue víctima de una serie de distorsiones producidas por su politización y vicios administrativos, que impidieron su funcionamiento deseable.

A comienzos de 1977 el Instituto Venezolano de Petroquímica tenía su sede principal en la ciudad de Caracas y contaba con dos complejos industriales, uno situado en Morón, Estado Carabobo, y el otro en El Tablazo, Estado Zulia.

15 Ver, Alfonzo Ravard, Rafael, "Discurso del Presidente de Petróleos de Venezuela. 30 de diciembre de 1980", en Alfonzo Ravard, Rafael, *Siete años de una Gestión*, Caracas, 1982, pp. 349-359.

Además de las instalaciones propias del Instituto, existía un grupo de empresas mixtas en las que participaban como socios del Estado una serie de empresas, muchas de ellas de origen nacional, y otras de origen extranjero. Estas empresas eran Nitroven, Estizulia, Petropias, Polilago, Química Venoco, Ferralca, Produven, Tripoliven, Occidor y Monómeros Colombo-Venezolanos. Todas éstas estaban ubicadas en los complejos de Morón o de El Tablazo, con excepción de la de Monómeros Colombo-Venezolanos, que tenía su sede en Barranquilla, Colombia, siendo Ecopetrol, la compañía petrolera colombiana, el socio del Estado venezolano en esta empresa.

A lo largo de toda su historia la industria petroquímica venezolana arrojó pérdidas en forma ininterrumpida, y los resultados económicos y características de sus operaciones no se podían catalogar de otra forma que de caóticos ya que en ellos privaban todo tipo de prioridades, excepto la económica y financiera.

La industria petroquímica se caracterizaba por la existencia de un número desproporcionalmente elevado de empleados y obreros, y por una rotación gerencial sumamente alta, que impedía la implantación de técnicas gerenciales. La total ausencia de mecanismos de planificación bien concebidos generó una situación de anarquía en materia de construcción y operación de plantas, dándose el caso de algunas de éstas que no habían sido concluidas 10 años después de iniciarse su edificación, y de otras que eran inoperantes debido a que su construcción, puesta en operación y mantenimiento no habían respondido a ningún criterio racional.

10.2 La recuperación de la industria petroquímica venezolana. La primera actividad a que se abocaron los asesores de PDVSA a quienes se les encomendó la tarea de la recuperación de la industria petroquímica fue la determinación de las áreas fundamentales a las que se les debía prestar inmediata atención. En tal sentido, se determinaron tres: Finanzas, Operaciones y Recursos Humanos.

La primera de las funciones que se acometió en el área financiera, fue la estimación de los estados financieros de la industria al momento de su intervención, con el fin de determinar cuál era su situación real, los montos de su deuda interna y externa, sus costos de operación, sus necesidades financieras generales, etc. Todo esto se hizo con la finalidad de determinar el monto de recursos que requería la empresa para funcionar en una forma racional y aceptable, una vez saldadas las deudas vencidas, y determinados los requerimientos físicos y técnicos para poner a funcionar eficientemente las diversas plantas.

Como producto de este primer esfuerzo, se llegó a la conclusión de que era necesario inyectarle una masa de recursos del orden de Bs. 2.400 millones, que equivalía al monto en que los pasivos sobrepasaban los activos, y las cantidades necesarias para corregir los defectos de las instalaciones, y seguir operando a pérdida durante dos

años. Bajo la premisa de que los fondos necesarios para sufragar las pérdidas de la Petroquímica no debían mermar los necesarios para operar productivamente la industria petrolera, el Gobierno Nacional se comprometió a entregar dicha cantidad en forma de aportes anuales de capital durante un período de diez años, agregándole los intereses correspondientes.

Para ello se decidió que en vez de que el Ejecutivo realizase desembolsos, los aportes anuales se harían mediante descuentos equivalentes de los compromisos de pago de PDVSA al Fisco por concepto del impuesto de explotación o regalía.

También correspondió al grupo de asesores determinar la infraestructura administrativa requerida para el buen manejo de la empresa, y la definición de las normas de control necesarias, tales como: mecanismos de control de gestión, sistemas de computación, plan maestro de auditoría, etc.

Simultáneamente, el grupo de asesores se abocó a la tarea de evaluar los requerimientos operativos y técnicos que debían cumplirse para poner a funcionar la industria existente. Como producto de este esfuerzo se definieron las incongruencias técnicas que hacían inoperantes las plantas. En esta materia se ubicaron fallas graves, tales como la incompatibilidad de equipos, la existencia de enormes inventarios de repuestos totalmente divorciados de la realidad operativa de la industria, y la carencia casi total de programas de mantenimiento de las instalaciones. Como consecuencia de toda esta situación, algunas de las plantas que estaban en funcionamiento tan sólo lo hacían a razón de un 15% de su capacidad instalada, lo cual da clara idea de la gran ineficiencia existente.

Con el propósito de solucionar este problema se realizaron contratos de asesoría con firmas internacionales, en algunos casos con las mismas que habían construido las plantas, para que hicieran un estudio a fondo de la situación técnica, y llegaran a un diagnóstico de los pasos que había que dar para corregir las graves fallas presentes en las plantas y ponerlas a funcionar en una forma racional. También se pretendía a través de estas asesorías determinar el número de personas y las características técnicas del personal que debía manejar las instalaciones.

Basándose en esos estudios técnicos, se realizó una planificación muy bien estructurada de la recuperación de las plantas, estableciéndose los diferentes pasos, las metas, el tiempo, y los requerimientos financieros y técnicos que se requerían para la total recuperación de la capacidad productiva. Se acordó que la implantación e instrumentación de los planes iba a hacerse en forma progresiva, paulatina y altamente disciplinada, estableciéndose el lineamiento de que no se acometería la construcción de nuevas plantas o nuevos complejos hasta que los ya existentes estuviesen en pleno funcionamiento y totalmente recuperados. Por otra parte, privó un criterio de disciplina operacional, de acuerdo al cual no se debía dar ningún paso del pro-

ceso de recuperación hasta que no hubiese sido completado el paso inmediatamente anterior.

El factor humano. A comienzos de 1977 el número de personas empleadas en la industria petroquímica venezolana se acercaba a 5.000, algunas de las cuales tenían un rendimiento productivo muy bajo. Una de las irregularidades que se observó desde el primer momento de la intervención fue la ineficiencia e improductividad de esa masa laboral, gran parte de la cual no era requerida, o simplemente no estaba capacitada para desarrollar las operaciones que le habían sido encomendadas.

Se acometió un plan de análisis y estudio acerca de los requerimientos humanos y técnicos de la industria, determinándose que con algo más de dos mil trabajadores ésta podría funcionar eficientemente. En consecuencia, se estableció contacto con las organizaciones sindicales y laborales, para explicarles la necesidad ineludible de retirar de la nómina de la industria unas dos mil personas. Este planteamiento fue no solamente aceptado, sino incluso apoyado por estas organizaciones gremiales.

A fines de 1977 se había reducido considerablemente el personal de IVP, quedando los trabajadores necesarios para la operación de una empresa manejada racionalmente. A las personas que continuaban en la nómina se les pidió la reintroducción de sus solicitudes de empleo, con el fin de evaluar caso por caso, y determinar a cuáles de ellas se les haría oferta de trabajo. Aquellos a quienes no se les hizo oferta, y a los pocos que decidieron retirarse, se les ofreció una doble indemnización, con el fin de que su salida se hiciera en la forma menos traumática posible.

Estructura institucional. Una de las conclusiones a que se llegó como producto de este diagnóstico inicial fue que, para hacer funcional a la industria petroquímica, era necesario reestructurar las instituciones y empresas que la constituían. Así, por ejemplo, se determinó que ésta no podía funcionar bajo la figura de instituto autónomo adscrito a un Ministerio, sino que era menester darle la estructuración jurídica de sociedad mercantil del Estado.

También se recomendó separar de la industria petroquímica a aquellas instituciones o actividades de IVP que, por sus características, funciones y objetivos, no debían formar parte integral de aquella; en tal sentido, se decidió transferir a otros organismos oficiales algunos de los entes que formaban parte del Instituto, o estaban adscritos al mismo. Tal fue el caso de la empresa Ensal, productora de sal, que pasó a formar parte del Fondo de Inversiones de Venezuela. Los activos de las plantas de explosivos de Morón fueron transferidos a la Compañía Anónima Venezolana de Industrias Militares (CAVIM), y sus acciones al Ministerio de la Defensa. También se transfirieron al Ministerio de Agricultura y Cría las acciones en posesión de IVP de Venferca, empresa que se dedicaba a la distribución de fertilizantes. De esta

forma, se concretó la estructura de la nueva empresa a aquellas actividades íntimamente relacionadas con sus propósitos.

Todas estas sugerencias de reestructuración fueron aceptadas por el Ejecutivo, procediéndose de inmediato a dar los pasos respectivos. Así, el 7 de julio de 1977, se sancionó la Ley de Conversión del Instituto Venezolano de Petroquímica, y el 1º de diciembre de ese año comenzó operaciones la empresa Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven), como ente jurídico autónomo, regido por el derecho mercantil, y cuyo único accionista era el Ministerio de Energía y Minas. Ulteriormente, el 1º de marzo de 1978, las acciones de Pequiven fueron transferidas en su totalidad a PDVSA, pasando Pequiven a ser la sexta filial de esta última, conjuntamente con Lagoven, Maraven, Corpoven, Meneven y el INTEVEP (16).

10.3 Pequiven. El objetivo central de Pequiven es la satisfacción del mercado nacional de una serie de productos petroquímicos, entre los que destacan los fertilizantes, los productos inorgánicos, olefinas, como el etileno y el propileno, y algunos termoplásticos.

Esta industria está integrada en forma vertical, desde la recepción de materias primas, entre las que se encuentran el gas natural y sus componentes, metano, etano y propano; el azufre, que recibe de las plantas desulfuradoras de las refinerías nacionales, y la sal natural. En el caso de algunos procesos productivos más complejos, parte de la materia prima utilizada es de origen externo.

Pequiven tiene actualmente dos filiales: Petroplas, productora de plásticos, y Palmaven, comercializadora y distribuidora de fertilizantes en el mercado nacional, y, a diferencia de las filiales de PDVSA que funcionan en el área de hidrocarburos, participa junto con capitales privados, tanto nacionales como extranjeros, en nueve empresas mixtas que conforman el complejo petroquímico nacional. En estas últimas figuran como socios nacionales empresas o grupos privados venezolanos, tales como el Grupo Zuliano, Industria Venoco, Corimón, Valquímica, etc.

Por otra parte, la industria petroquímica ha constituido empresas mixtas con organizaciones internacionales tales como Ecopetrol y el IFI de Colombia, y las empresas CdF Chimie de Francia, Mitsui de Japón, Dow Chemical de los Estados Unidos y otras.

Adicionalmente, a lo largo de la vida operativa de Pequiven se han realizado una serie de contratos de tecnología con empresas multinacionales especializadas en el área, tales como Phillips Petroleum, Union Carbide, Snamprogetti, Mitsui Petrochemicals, y otras corpora-

16 Para un análisis más detallado acerca de la fase inicial de intervención de la industria petroquímica y sus primeros años de funcionamiento, ver, Ramos, Manuel M., "Pequiven, Cinco Años Después", en revista *Mene*, N° 213, enero y febrero de 1983, pp. 42-51.

ciones, que, junto con el INTEVEP, han dado soporte tecnológico especializado a Pequiven.

10.4 Los resultados operativos de Pequiven. Durante sus siete años de operación, Pequiven ha incrementado su producción neta (producción bruta menos insumos interplantas), a una tasa interanual promedio de 18%, habiendo pasado de 457.200 toneladas métricas de producción en 1978 a 1.237.200 toneladas métricas en 1984. Una de las áreas donde se ha operado una recuperación mayor es la de olefinas en el Complejo de El Tablazo, tanto en su producción de etileno como de propileno; igual resultado se han observado en la producción de fertilizantes en el Complejo de Morón, destacando los aumentos de la producción de urea y de fertilizantes NPK.

Por su parte, las ventas de Pequiven han mostrado un aumento interanual promedio de 22,7% en volumen, al pasar de 441.000 toneladas métricas en 1978 a 1.507.300 toneladas métricas en 1984. De esta última cifra, las tercera parte se vendió en el exterior, mientras que cerca de un millón de toneladas métricas se orientó a la satisfacción del mercado nacional.

En 1984 Pequiven obtuvo una ganancia total, antes de impuesto sobre la renta, de Bs. 1.033 millones, de los cuales Bs. 440 millones se debieron al efecto de la modificación cambiaria, mientras que los restantes Bs. 593 millones se debieron a sus actividades propias. Es así como en ese año, por primera vez en su historia, la industria generó utilidades, como consecuencia de operaciones internas.

Se ha dicho que gran parte de este beneficio se debió al subsidio que aporta el Ejecutivo Nacional a la agricultura, lo cual no es cierto y conviene aclarar. En 1984, Palmaven tuvo que reducir el precio de los fertilizantes en un 50% con respecto al de 1983. Esto se debió a la decisión del Ejecutivo de reimplantar un subsidio a los agricultores, a través del establecimiento de un precio para los fertilizantes inferior al que se corresponde con sus costos de producción o de importación.

Este subsidio, que se materializa a través de aportes del Ejecutivo a Palmaven, alcanzó en 1984 la cifra de Bs. 411 millones. Sin embargo, el mismo no fue suficiente para cubrir el diferencial entre costos y precio de venta de los fertilizantes que vendió Palmaven durante ese año, ya que la cifra de Bs. 411 millones fue calculada en el Presupuesto de acuerdo a unas ventas estimadas de 463.000 toneladas. Sin embargo, al alcanzar estas ventas un volumen de 600.600 toneladas, el subsidio fue insuficiente para cubrir la pérdida que se generó, no sólo como producto del diferencial de precios y costos locales, sino también por las necesidades que se crearon de importar fertilizantes a un tipo de cambio menos favorable, y a un costo mayor al nacional, ante la insuficiencia de producción local. Esto hizo que dicha empresa incurriera en una pérdida de Bs. 10 millones (17).

17 Ver, PDVSA, *Informe Anual 1984*, p. 42.

En la actualidad, la mayoría de las plantas de Pequiven y de las empresas mixtas en que participa se encuentran trabajando a un nivel de actividad muy próximo a su máxima capacidad, e incluso, en algunos casos, como el de la planta de olefinas de El Tablazo y las de algunas empresas mixtas, están operando a un nivel de producción superior al de la capacidad máxima teórica para la cual fueron construidas.

Dada la situación antes descrita, es natural que ya se esté planificando para que en los años por venir se realicen nuevas inversiones orientadas a ampliar la capacidad productiva de Pequiven, con el fin de satisfacer el creciente mercado interno, y reducir la dependencia de suministro externo que actualmente existe.

11. Seguros corporativos

De acuerdo a la Cláusula Segunda de sus Estatutos, Petróleos de Venezuela, S.A. tiene como objetivo fundamental planificar, coordinar, supervisar y controlar las industrias petrolera y petroquímica en todas las fases de sus operaciones.

Dentro de este propósito, PDVSA estableció desde el inicio de sus actividades un esquema de seguros corporativos que le ha permitido una adecuada transferencia de tecnología en la prevención y control de pérdidas, así como también, tener una presencia directa en los mercados de seguros y reaseguros, habiéndosele dado especial atención a las relaciones con el mercado asegurador nacional y a la normativa legal vigente que regula esta materia.

11.1 Esquema de los seguros corporativos. Este esquema contempla la participación de asesores internacionales, quienes proveen asesoría especializada en las áreas de seguros y riesgos, en particular, en la prevención y control de pérdidas.

Una vez que PDVSA ha definido el programa de seguros con la participación del mercado nacional y del asesor internacional; delega en sus empresas filiales la administración de sus respectivos seguros procediendo éstas a la contratación de sus pólizas a través de las aseguradoras líderes del pool asegurador nacional.

Entre los riesgos cubiertos destacan el de incendio y explosión, control de pozos, terremotos según ubicación geográfica de los activos, responsabilidad civil general, casco de naves y protección e indemnización (P. & I.), casco de aeronaves y la responsabilidad civil derivada de sus operaciones, transporte marítimo, aéreo y terrestre, construcción y fidelidad.

La magnitud de los riesgos inherentes a la actividad petrolera y petroquímica, exceden significativamente la capacidad de retención del mercado asegurador y reasegurador nacional. De allí, que gran parte de los mismos los transfieran al mercado reasegurador internacional.

En este proceso la industria petrolera nacionalizada participa activamente a fin de garantizarse la obtención de la mejor tecnología en administración de riesgos, así como también, que el reaseguro sea colocado con reaseguradores internacionales de primera línea.

11.2 Resultados obtenidos. Durante los años de operación, el balance, tanto para la Industria como para los aseguradores, se podría considerar como positivo. Por una parte, la Industria ha obtenido una asesoría en prevención y control de pérdidas de sus activos y de sus operaciones, logrando al mismo tiempo, una cobertura adecuada para todos estos riesgos, a un costo de primas favorables y acordes con las condiciones que han venido prevaleciendo en el mercado.

Por otra parte, el mercado asegurador ha recibido una retribución beneficiosa en función del riesgo asumido, cuyo comportamiento ha confirmado su percepción de una baja siniestralidad al aplicarse medidas eficientes en el control y la prevención de pérdidas.

Estos factores son los que han permitido garantizar la continuidad de las operaciones y el mantenimiento de las instalaciones en óptimas condiciones operativas.

En resumen, este esquema cumple con los objetivos que se ha fijado la Industria en materia de seguros corporativos, ya que, por una parte, se han obtenido las coberturas necesarias para amparar la eventualidad de pérdidas de los activos, con una recuperación de las mismas a valores de reposición a nuevo y a un costo adecuado, contando además con una asesoría continúa en materia de riesgos del más alto nivel técnico y, por la otra, la participación del mercado asegurador nacional ha sido positiva.

CUADRO Nº 12
DATOS CLAVES DE LA INDUSTRIA PETROQUIMICA

	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
<u>Operacionales:</u>								
Producción Neta (MTM)	457	542	832	913	1.062	980	1.237	1.177
Ventas (MTM)	441	566	809	944	1.099	1.098	1.507	1.599
Uso Capacidad Instalada (%)	24	31	44	47	56	55	54	59
<u>Financieros:</u>								
Ingresos (MMBS)	261	381	832	1.214	1.389	1.500	2.546	3.023
Costos y Gastos (MMBS)	666	795	1.091	1.264	1.441	1.561	2.095	2.720
Ganancia/ (Pérdida) Neta (MMBS)	(435)	(493)	(365)	(63)	(21)	27	885	483
Desembolsos por Inversiones (MMBS)	35	28	70	140	204	243	221	240
Flujo Neto de Caja (MMBS)	(365)	(80)	(145)	109	279	283	1.186	387
<u>Personal:</u>								
Fuerza Hombre Efectiva (Nº)	2.854	2.848	2.894	3.237	3.324	3.173	3.178	3.340

Fuente: PDVSA

12. Administración de los recursos financieros de PDVSA

En cuanto a la administración de los recursos financieros de PDVSA, pueden distinguirse dos períodos en sus nueve años de operación. El primero de éstos está comprendido entre 1976 y el 25 de septiembre de 1982, y el segundo desde esta última fecha hasta nuestros días.

Como ya se dijo, en esa fecha se decidió la centralización de reservas internacionales del país en el Banco Central de Venezuela, lo cual obligó a PDVSA y a otras empresas del Estado a transferir la totalidad de sus tenencias de recursos financieros en moneda extranjera al instituto emisor, y a contraer la obligación de vender a éste la totalidad de las divisas que percibiera como producto de sus operaciones externas.

Como contrapartida, el instituto emisor le acreditaría en una cuenta mantenida en el mismo el contravalor en bolívares de los dólares comprados a PDVSA, fondos estos que podrían ser utilizados y administrados por PDVSA para la cancelación de sus compromisos fiscales (pago de impuesto sobre la renta, regalía y otros tributos), así como para la cancelación de sus operaciones regulares.

Igualmente, en ese momento el Banco Central se comprometió a darle prioridad al suministro de los dólares que requiriera PDVSA para la ejecución de sus actividades en el exterior, tales como adquisición de materiales y equipos y otros gastos que tienen que ser realizados en moneda extranjera. En tal sentido se determinó la creación del fondo rotativo de US\$ 300 millones, al que ya hemos hecho referencia, y el cual es realimentado semanalmente.

12.1 El período de 1976 - septiembre de 1982. Como ya fue dicho previamente, en atención al criterio de autonomía y autosuficiencia financiera que se aplicó a la Industria desde el comienzo de sus operaciones el Ejecutivo le permitió a PDVSA la administración propia de los recursos que obtenía como producto del aporte legal de 10% de sus ventajas netas, y de las utilidades que no pasaban al Fisco en forma de impuesto sobre la renta u otras tributaciones. En tal sentido, se determinó que esos recursos tenían que ser administrados de acuerdo a criterios de seguridad, liquidez y rentabilidad.

Ello llevó a la determinación de un primer lineamiento básico, según el cual esos fondos no podían colocarse en inversiones de largo plazo, tales como adquisiciones de acciones, bonos, etc., ya que era necesario preservar la alta liquidez de los mismos, con el fin de evitar entorpecer la disponibilidad de recursos para la cobertura de los gastos operativos, o para el financiamiento de los proyectos de inversión.

En segundo término, se determinó que estos fondos tenían que ser colocados en instituciones que maximizaran el grado de seguridad, y minimizaran el riesgo de pérdida por quiebra o insolvencia. En

tal sentido, se convino con el Banco Central de Venezuela, que este instituto mantendría permanentemente informado a PDVSA sobre los bancos y las instituciones financieras más solventes a nivel internacional donde pudieran colocarse estos recursos en forma de depósitos, y los rendimientos que podían obtenerse en las mismas.

Con el fin de cumplir con el lineamiento de liquidez, se determinó que las colocaciones tenían que ser de corto plazo, debiendo éstas generar la mayor rentabilidad posible, siempre que se preservara el criterio de seguridad y solvencia financiera de las instituciones seleccionadas.

Durante este período se hicieron múltiples colocaciones en el mercado de eurodólares, ya que los intereses que podían pagar los bancos que operaban en ese mercado, tenían a ser mayores que los ofrecidos en otros centros financieros, debido a la ausencia de requerimientos de encaje de que éstos gozaban.

Los ingresos provenientes de las ventas de exportación de petróleo eran cobrados a través de cinco cuentas ubicadas en bancos de Nueva York, siendo obligación de las filiales mantener informada diariamente a PDVSA acerca del movimiento de estas cuentas, para así planificar en forma anticipada la captación de los mismos y su colocación inmediata, con el fin de maximizar los beneficios.

Como parte de esta planificación era necesaria la elaboración de un programa de vencimiento muy bien estructurado, de tal forma que se dispusiera de los recursos requeridos para cubrir las necesidades financieras, y para cancelar los compromisos fiscales, en la medida en que éstos se fueran produciendo a lo largo del año (18).

18 Como se sabe, PDVSA cancela sus compromisos tributarios en forma mensual, de acuerdo a una declaración preliminar de impuestos. Durante los primeros meses de cada año ésta presenta su declaración definitiva del ejercicio anterior, debiendo hacer el pago complementario que aún le quede por cancelar.

CUADRO N° 13
 RENDIMIENTO PROMEDIO DE LAS COLOCACIONES
 DE PDVSA EN EL EXTERIOR
 (Porcentaje)

Año	Rendimiento
1976	5,29
1977	5,95
1978	8,10
1979	11,01
1980	12,79
1981	15,82
1982	14,16

Fuente: PDVSA

Dadas las tasas de interés que privaban en los mercados financieros internacionales, y el tipo de colocación a la que estaba limitada PDVSA, los rendimientos arriba indicados se pueden catalogar de altamente favorables. Así, por ejemplo, en 1980, año en el cual la Industria administró el mayor volumen de recursos financieros de su historia, el rendimiento promedio obtenido fue superior al de siete de los diez primeros Money Markets Funds de los Estados Unidos, cuyas colocaciones son similares a las que hacía PDVSA hasta el momento de la centralización de reservas en el Banco Central de Venezuela.

Una de las críticas más usualmente formuladas a la Industria durante este periodo, era que ésta no hacía colocaciones en las instituciones financieras venezolanas. La razón que privó para ello fue que el mercado financiero interno no estaba lo suficientemente desarrollado como para manejar esos volúmenes de recursos. Era fácilmente comprensible que ningún banco venezolano estaba en capacidad de soportar retiros repentinos, en muchos casos superiores a los \$ 200 millones. Por otra parte, la economía no estaba capacitada para absorber un volumen de recursos de esa magnitud, sin que se generaran desquiciamientos financieros y económicos internos muy difíciles de superar.

Adicionalmente, es ampliamente conocida la situación de práctica congelación de depósitos que tiene la Tesorería en algunos bancos comerciales del país, ya que sus retiros súbitos generarían desequilibrios que llevarían incluso al colapso a algunas instituciones financieras. Una situación similar se habría presentado de haber hecho PDVSA depósitos en estos bancos, situación que iba en diametral oposición a los principios de seguridad, liquidez y rentabilidad de sus colocaciones bancarias.

Las disponibilidades de caja de PDVSA. Como bien puede verse en el Cuadro N° 14, las disponibilidades de caja de PDVSA, excluido el impuesto sobre la renta a pagar, mostró una fase ascendente a lo largo de los seis primeros años de operación, acentuándose ese incremento a partir del año 1979, como producto de los mayores ingresos percibidos debido al aumento de los precios y de los volúmenes de exportación.

En 1980 se logró una disponibilidad de caja, incluyendo el impuesto sobre la renta, próxima a Bs. 36.778 millones, sin embargo, al sustraerle a ésta el impuesto sobre la renta a pagar, quedaba un saldo de Bs. 17.585 millones. Este enorme diferencial se debió, como ya fue explicado, a que durante 1979, y particularmente en 1980, el Ejecutivo Nacional decidió dejar gran parte de los recursos que eventualmente serían cobrados en forma de impuesto sobre la renta en manos de PDVSA para su administración, y así beneficiarse de los altos intereses que en esa época se estaban obteniendo en los mercados financieros internacionales.

Aquella situación cambió en 1981, como consecuencia de la modificación de los valores de exportación, con carácter retroactivo para todo 1980, y la consecuente revisión de pago de impuesto sobre la renta de ese año (Ver sección 4). La cancelación de esos mayores impuestos redujo las disponibilidades de caja en Bs. 9.137 millones, ubicándose éstas en Bs. 27.641 millones. Al descontarle a este monto el impuesto sobre la renta pendiente de Bs. 8.926 millones, las disponibilidades netas de la Industria se situaron en Bs. 18.715 millones.

Esta disponibilidad neta, equivalía a las inversiones que realizaba PDVSA en un período de año y medio aproximadamente, lo cual le daba una holgura financiera amplia para poder absorber cualquier eventualidad que se presentara.

12.2 La centralización de reservas en el BCV. El período 1982-1984. En 1982, la situación financiera de la Industria cambió drásticamente, debido, por una parte, a la reducción de las exportaciones como consecuencia del debilitamiento del mercado internacional, y por la otra, a la decisión de centralización de reservas en el Banco Central de Venezuela, que forzó a PDVSA a vender la totalidad de su tenencia de dólares al instituto emisor durante los últimos meses del año.

Aquellas circunstancias, combinadas con la adquisición de Bs. 7.500 millones de bonos de la deuda pública y Bs. 1.900 millones de valores hipotecarios del BANAP, de acuerdo al contrato de fideicomiso establecido entre PDVSA y el Banco Central de Venezuela, trajeron como consecuencia una reducción drástica del saldo de caja de la industria petrolera, llegando éste a tan sólo Bs. 7.807 millones a fines de 1982.

Al excluir de éste el monto de impuesto sobre la renta a pagar, se obtenía una disponibilidad neta de caja de tan sólo Bs. 1.646 millo-

CUADRO N° 14
 FLUJO DE CAJA
 (Millones de Bs.)

	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>
Ganancia Industria	3.761	7.805	6.221	12.480	14.813	14.234	10.897	7.582	14.828	10.816
Depreciación	878	990	1.117	1.496	1.692	2.141	2.649	3.434	3.939	4.189
Cambios Capital de Trabajo										
—ISLR	3.891	(2.217)	3	5.677	9.945	(11.172)	(3.395)	(1.806)	4.471	(4.320)
—Otros	(6.891)	700	(2.060)	(3.564)	796	(616)	(4.533)	2.110	(1.849)	2.140
Flujo de Caja Operacional	1.639	7.278	5.281	16.089	27.246	4.587	5.618	11.320	21.389	12.825
Inversiones netas	(1.320)	(2.223)	(4.086)	(5.921)	(9.046)	(12.555)	(15.776)	(12.450)	(11.076)	(11.591)
Aporte Financ. a Pequiven	—	—	—	(312)	(347)	(1.169)	(309)	(292)	(391)	(252)
Flujo/(Déficit) de Caja	319	5.055	1.195	9.856	17.853	(9.137)	(10.467)	(1.422)	9.922	982
Balance Año Anterior	<u>2.500</u>	<u>2.819</u>	<u>7.874</u>	<u>9.069</u>	<u>18.925</u>	<u>36.778</u>	<u>27.641</u>	<u>17.174</u>	<u>15.752</u>	<u>25.674</u>
Saldo de Caja de la IPPN	2.819	7.874	9.069	18.925	36.778	27.641	17.174	15.752	25.674	26.656
Inversiones Financieras										
Valores Hipotec. (BANAP)	—	—	—	—	(1.991)	(1.991)	(1.867)	(316)	(258)	(200)
Bonos de la Deuda Pública	—	—	—	—	—	—	(7.500)	(7.500)	(4.929)	(6.602)
Total Disponible	<u><u>2.819</u></u>	<u><u>7.874</u></u>	<u><u>9.069</u></u>	<u><u>18.925</u></u>	<u><u>34.787</u></u>	<u><u>25.650</u></u>	<u><u>7.807</u></u>	<u><u>7.936</u></u>	<u><u>20.487</u></u>	<u><u>19.854</u></u>

Fuente: PDVSA

nes, la cual se podía catalogar de muy baja, ya que la misma era muy inferior al nivel crítico de Bs. 5.000 millones.

Una situación similar privó a lo largo de 1983. Sin embargo, la adquisición de la cartera hipotecaria de PDVSA por parte del Banco Central de Venezuela por un monto de Bs. 1.317 millones hizo algo más holgada la situación, lográndose elevar la disponibilidad de caja, excluido el impuesto sobre la renta a pagar, a Bs. 2.647 millones a fines de ese año. Igualmente, se convino con el Ejecutivo la modificación del cronograma de vencimientos de los bonos de la deuda pública que se habían adquirido a fines de 1982, con el fin de distribuir su amortización a lo largo de todo el año. Con esto se pretendía mejorar el flujo de caja.

Cabe preguntarse por qué surgió una profunda preocupación dentro de PDVSA por esta baja disponibilidad de caja, si simultáneamente se estaba generando un flujo de ingresos importantes procedentes de las operaciones regulares de la Industria.

La respuesta a esta interrogante es que al ubicarse esas reservas líquidas en niveles tan bajos como los que se alcanzaron a fines de 1982, se aumentaba en forma sustancial la vulnerabilidad de la industria petrolera nacionalizada ante cualquier reducción de su flujo de ingresos que se pudiera presentar como producto de una eventualidad, tal como la reducción compulsiva de los niveles de producción.

Esta no era una posibilidad remota, ya que, como se ha dicho previamente, en marzo de 1982 la OPEP decidió establecer cuotas de producción a sus países miembros, las cuales, si bien tuvieron vigencia solamente por un período de tres meses, podían reestablecerse, como de hecho sucedió en el mes de marzo de 1983, cuando no sólo se reimplantaron éstas, sino que también se redujeron los precios.

Estos y otros hechos, que escapaban al control de Venezuela, podrían generar una contracción súbita de los ingresos de la industria petrolera, que forzara a PDVSA a hacer uso de sus reservas líquidas, para compensar la baja. La materialización de una situación como ésta, combinada con una baja disponibilidad de caja, como la existente a fines de 1982, habría obligado a PDVSA a acudir al financiamiento externo, o a suprimir algunas operaciones por escasez de recursos.

Como producto de lo anteriormente expuesto, puede decirse que PDVSA ha aplicado una política coherente de autosuficiencia financiera, habiendo realizado sobre la marcha aquellos ajustes que han sido necesarios con el fin de mantener sus recursos financieros en niveles adecuados y cónsonos con sus requerimientos operativos y de inversión.

Esa política le ha dado solidez financiera, y le ha permitido lograr una normalidad operativa durante toda la historia de su gestión, sin tener que recurrir al financiamiento y contribuyendo a apoyar la credibilidad de Venezuela en el ámbito financiero internacional.

La devaluación del bolívar petrolero. A raíz de la decisión cambiaria tomada el 24 de febrero de 1984, se modificó la paridad de venta de dólares de PDVSA al Banco Central de Venezuela de Bs./\$ 4,2925 a Bs./\$ 5,9925, y las cotizaciones de compra de dólares de PDVSA al instituto emisor de Bs./\$ 4,30 a Bs./\$ 6,00. Esto, como ya se dijo, implicó un incremento sustancial en los ingresos en bolívares, tanto de la Industria como del Fisco Nacional, lo cual explica el importante aumento de las disponibilidades de caja de PDVSA durante 1984, que para fines de ese año se acercaban a Bs. 25.700 millones. De éstos, Bs. 9.800 millones correspondían a impuestos sobre la renta a pagar y Bs. 5.200 millones a inversiones financieras, por lo que la disponibilidad neta de caja ascendió a Bs. 10.700 millones.

La utilización de los fondos de PDVSA. Recientemente se ha planteado un debate acerca de la conveniencia y justificación de mantener represada una masa importante de recursos financieros de PDVSA en el Banco Central de Venezuela, cuando simultáneamente se está atravesando por una situación de recesión económica, y se justifica la implantación de una política de gasto público relativamente expansiva con el fin de estimular la economía, a pesar de la relativa estrechez fiscal creada por la situación petrolera internacional.

Si bien es cierto que en épocas de crisis todos los miembros de una sociedad están en la obligación de tomar medidas tendentes a adaptarse a la situación, y a crear las condiciones para superarla, también es cierto que las mismas deben implantarse en un marco de racionalidad para que den los frutos deseados con el menor costo posible. Por ello es lógico que, además de los esfuerzos hechos por PDVSA con el fin de racionalizar sus costos, y reestructurar y redimensionar sus planes de inversión, ésta deba continuar estudiando y planificando el uso de sus recursos financieros para la adquisición de títulos de la deuda pública, como ya lo ha hecho en el pasado, si ello fuera necesario para financiar gastos justificados y requeridos por el resto del país.

Sin embargo, es necesario que la utilización de esos recursos se haga en una forma muy bien planificada y de acuerdo a convenios claramente establecidos con el Ejecutivo, según los cuales los vencimientos, y por lo tanto el rescate de esas inversiones, sea asegurado por este último, y que la misma se corresponda con los requerimientos y necesidades financieras futuras de la Industria para el financiamiento de sus proyectos de inversión. De no hacerse así, estaríamos arriesgando la solidez futura de la industria petrolera nacional, y con ella las posibilidades de generación de recursos fiscales y de divisas en los años por venir.

REFERENCIAS

- Alfonzo Ravard, Rafael, *7 años de una Gestión*, PDVSA, Caracas, 1982.
- Arreaza, Julio César, *Petróleos de Venezuela, Una Organización Eficiente y Productiva*, Caracas, 1983.
- Banco Central de Venezuela, *Informe Económico*, Caracas, Varios.
- Calderón Berti, Humberto, *Petróleo y Opinión Pública*, Fondo Editorial Oro Negro, Caracas, 1983.
- Hacia una Política Petrolera Integral*, Ministerio de Energía y Minas, Caracas, Varios.
- Comisión de Estudio y Reforma Fiscal, *La Reforma del Sistema Fiscal Venezolano*, Caracas, 1983.
- Coronel, Gustavo, *The Nationalization of the Venezuelan Oil Industry: From Technocratic Success to Political Failure*, Lexington Books, Lexington, Massachusetts, 1983.
- "Energía y Petróleo: Evolución, Organización y Perspectivas", en Naim, M. y Piñango, R. (Eds.), *El Caso Venezuela, Una Ilusión de Armonía*, Ediciones IESA, Caracas, 1984, pp 184-197.
- Hernández Acosta, Valentín, *Apuntes sobre la Nacionalización de la Industria Petrolera*, Ministerio de Energía y Minas, Caracas, 1977.
- Ministerio de Energía y Minas, *Memoria*, Caracas, Varios.
- Petróleo y Otros Datos Estadísticos*, Caracas, Varios.
- Moreno León, José Ignacio, *Profundización de la Nacionalización Petrolera Venezolana*, Ediciones Centauro, Caracas, 1981.
- Palma, Pedro A., *La Economía Venezolana en el Período 1974-1983. De la Bonanza al Estancamiento y la Crisis*, Caracas, 1985.
- Peñalosa, Humberto, *La Industria Petrolera Nacional: Evolución, Realidades y Retos*, PDVSA, Caracas, 1983.
- Petróleos de Venezuela S.A., *Informe Anual*, Caracas, Varios.
- Anuario Estadístico*, Caracas, Varios.
- Ramos, Manuel M., "Pequiven, Cinco años Después", en revista *Mene*, N° 213, Enero-Febrero, 1983, pp. 42-51.
- Viloria V., Enrique, *Petróleos de Venezuela*, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas. 1983.

Impreso en Venezuela por Ediciones Amón, C.A.
ISBN 980-259-300-1
01/90 - 500