



---

---

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA)

Información Financiera y Operacional al 31 de diciembre de 2006

---

---

Este documento es netamente informativo por lo que no debe ser utilizado para fines legales

<b>I. Visión General del Negocio</b>	<b>5</b>
1. <b>Historia y Desarrollo de la Compañía</b>	<b>5</b>
2. <b>Descripción del negocio</b>	<b>6</b>
Ranqueo de PDVSA	6
a) Actividades	6
b) Convenios de Cooperación Energética	8
c) Desarrollo Social	9
d) Empresas de Servicios Petroleros (ESP)	9
<b>II. Organización y Gestión</b>	<b>10</b>
1. <b>Estructura Organizacional</b>	<b>10</b>
2. <b>Descripción de las Principales Filiales</b>	<b>11</b>
a) PDVSA Petróleo, S.A.	11
b) Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)	11
c) PDVSA Gas, S.A.	11
d) PDV Marina, S.A.	11
e) PALMAVEN, S.A.	11
f) INTERVEN, S.A.	11
g) DELTAVEN, S.A.	11
h) PDV Caribe, S.A.	12
i) PDVSA América, S.A.	12
j) Filiales y afiliadas Internacionales	12
3. <b>Gestión (Junta Directiva y sus miembros)</b>	<b>12</b>
a) Rol de la Junta Directiva de PDVSA	12
b) Composición de la Junta Directiva y trayectoria de sus miembros	13
c) Comité de Auditoría	17
4. <b>Fuerza Hombre Laboral</b>	<b>18</b>
5. <b>Litigios y Otros Reclamos</b>	<b>19</b>
<b>III. Plan Estratégico</b>	<b>20</b>
1. <b>Ejes del Plan Siembra Petrolera</b>	<b>21</b>
a) Certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco	22
b) Expansión de Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco	22
c) Producción Áreas Tradicionales	23
d) Desarrollo de Gas Costa Afuera	23
e) Aumentos/Mejoras en Refinación	23
f) Comercialización de Crudos y Productos	23
g) Infraestructura	24

<b>2.</b>	<b>Estrategia del Negocio.....</b>	<b>24</b>
	a) Desembolsos por Inversiones .....	25
	b) Exploración, Producción y Mejoramiento de Crudos y Productos.....	25
	c) Refinación .....	26
	d) Comercio y Suministro.....	26
	e) Gas Natural.....	27
	f) Empresas de Producción Social.....	27
<b>3.</b>	<b>Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos.....</b>	<b>32</b>
	a) Antonio Ricaurte .....	32
	b) Ceuta – Tomoporo .....	32
	c) Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho.....	32
	d) Complejo Criogénico de Occidente .....	33
	e) Gas Anaco .....	33
	f) Interconexión Centro Occidente (ICO) .....	33
	g) Jose 250.....	33
	h) Mariscal Sucre .....	33
	i) Plataforma Deltana .....	34
	j) Rafael Urdaneta.....	34
	k) Mercado Interno.....	34
	l) Proyecto de Conversión Profunda en la Refinería de Puerto La Cruz.....	34
	m) Proyecto de Conversión Profunda en la Refinería El Palito.....	34
	n) Proyectos de Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela .....	35
<b>IV.</b>	<b>Principales Actividades</b>	<b>35</b>
<b>1.</b>	<b>Exploración.....</b>	<b>35</b>
<b>2.</b>	<b>Producción .....</b>	<b>41</b>
	a) Asociaciones con Terceros.....	43
	a-1) Empresas Mixtas.....	43
	a-2) Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	45
	a-3) Convenios de Asociación a Riesgo y Ganancias Compartidas.....	47
<b>3.</b>	<b>Refinación .....</b>	<b>48</b>
	a) Capacidad de Refinación.....	48
	b) Balance de Refinación .....	51
	c) Actividades.....	52
	c-1) Venezuela y el Caribe .....	53
	c-2) Norteamérica.....	53
	c-3) Europa.....	55
	c-4) América del Sur.....	55
<b>4.</b>	<b>Comercio y Suministro .....</b>	<b>56</b>
	a) Mercado en Norteamérica .....	58
	a-1) Ventas de Crudo a sus Afiliadas .....	58
	a-2) Ventas de Crudo a Terceros.....	58
	a-3) Ventas de Productos Refinados.....	58
	b) Mercado en Europa .....	59
	c) Mercado en América Latina y el Caribe.....	59

d)	Mercado en Venezuela .....	59
<b>5.</b>	<b>Gas .....</b>	<b>60</b>
<b>6.</b>	<b>Transporte/Buques y Tanqueros .....</b>	<b>60</b>
<b>7.</b>	<b>Investigación y Desarrollo .....</b>	<b>60</b>
<b>8.</b>	<b>Ambiente y Seguridad.....</b>	<b>61</b>
a)	Ambiente .....	61
b)	Seguridad.....	62
<b>9.</b>	<b>Desarrollo Social.....</b>	<b>63</b>
<b>V. Análisis Operacional y Financiero</b>		<b>77</b>
<b>1.</b>	<b>Resumen Ejecutivo.....</b>	<b>77</b>
<b>2.</b>	<b>Inflación y Devaluación .....</b>	<b>77</b>
<b>3.</b>	<b>Impuestos .....</b>	<b>77</b>
a)	Ley de Impuesto Sobre la Renta .....	77
b)	Regalía .....	78
c)	Impuesto de Extracción .....	78
d)	Impuesto Superficial .....	78
e)	Impuesto de Registro de Exportación.....	78
f)	Impuesto al Valor Agregado (IVA) .....	79
g)	Impuesto de Consumo General .....	79
h)	Impuesto al Débito Bancario.....	79
<b>4.</b>	<b>Reconversión Monetaria.....</b>	<b>79</b>
<b>5.</b>	<b>Resultados Operacionales y Financieros.....</b>	<b>80</b>
a)	Resumen consolidado de Información Financiera .....	82
b)	Producción .....	84
c)	Ventas .....	85
d)	Costos y Gastos.....	86
e)	Otros .....	87
f)	Flujo de Caja.....	87
g)	Efectivo Restringido .....	88
h)	Acuerdo de Suministro.....	90
i)	Políticas Contables Significativas .....	90
j)	Resultados Financieros 2006 .....	93
<b>VI. Anexo</b>		<b>96</b>
	Informe de los Contadores Públicos Independientes.....	96
	Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2006 y 2005.....	96
	Notas a los Estados Financieros Consolidados .....	96

# **I. Visión General del Negocio**

## ***1. Historia y Desarrollo de la Compañía***

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una compañía propiedad de la República Bolivariana de Venezuela (Venezuela). PDVSA fue creada por el Estado venezolano (Estado) en 1975, en cumplimiento a la Ley Orgánica que reserva al Estado, la industria y el comercio de hidrocarburos (la “Ley de Nacionalización”). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (anteriormente Ministerio de Energía y Petróleo “MENPET”). PDVSA es responsable, en Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también, de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de las empresas, tanto en Venezuela como en el exterior. La mayoría de sus filiales en el exterior están involucradas en las actividades de refinación y comercialización en los Estados Unidos de América, Europa y el Caribe.

Las actividades de PDVSA están reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual entró en vigencia en enero del año 2002 y por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos promulgada en septiembre de 1999 y su reglamento de fecha junio 2000.

Desde su creación, PDVSA ha sido operada como una entidad comercial, investida de autonomía comercial y financiera. Las actividades de PDVSA y sus filiales en Venezuela están regidas bajo el Código de Comercio de la República Bolivariana de Venezuela, el cual establece el marco legal corporativo básico aplicable a todas las compañías venezolanas; a PDVSA y sus Filiales venezolanas les está permitido desarrollar y ejecutar los objetivos de su accionista como entidades corporativas en lugar de actuar como agencias gubernamentales; además, la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y la Ley Orgánica de Hidrocarburos ordena que PDVSA contribuya con los programas sociales desarrollados y administrados por el Estado. De allí que, PDVSA y sus filiales, principalmente PALMAVEN, S.A. y la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), contribuyen con recursos gerenciales y financieros para el soporte de programas sociales relacionados con la educación, salud, hábitat, vivienda, vialidad, entre otros, con el fin de cooperar con el desarrollo integral del país, mejorando la calidad de vida de los venezolanos.

PDVSA tiene su domicilio en la República Bolivariana de Venezuela. Sus oficinas administrativas están localizadas en la Avenida Libertador, La Campiña, Apartado N° 169, Caracas 1010-A, Venezuela y, su número telefónico: 011-58-212-708-4111. Su sitio en Internet es: [www.pdvs.com](http://www.pdvs.com).

Venezuela no es responsable legalmente de las obligaciones de PDVSA, incluyendo las garantías de endeudamiento o de obligaciones de sus filiales o, por las deudas o las obligaciones de las Filiales de PDVSA. Bajo la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela de 1999, Venezuela debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución no requiere que Venezuela mantenga la propiedad de la totalidad de las acciones de las filiales de PDVSA o de sus intereses en varios acuerdos de exploración y de empresas mixtas. A través de sus filiales, PDVSA planifica, coordina, supervisa y controla las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de petróleo y demás hidrocarburos en Venezuela.

**Propiedad de las reservas de hidrocarburos.** Todas las reservas de hidrocarburos dentro de Venezuela son propiedad de Venezuela. Bajo la Ley de Nacionalización, cada actividad relacionada con la exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte por medios especiales, y las ventas de hidrocarburos y sus derivados, tanto locales como extranjeras, están reservadas al Estado. PDVSA fue creada como una entidad que coordina, monitorea y controla todas las operaciones relacionadas con los hidrocarburos.

## **2. Descripción del negocio**

PDVSA desarrolla sus operaciones a través de sus filiales, incluyendo:

- Exploración, producción y mejoramiento de crudo y gas natural y, de sus operaciones aguas arriba.
- Exploración, producción de gas natural de recursos costa afuera, incluyendo la posibilidad para la exportación de líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo y transporte de crudo y productos refinados, y el procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural (operaciones aguas abajo).
- Producción y mercadeo de petroquímicos. En Asamblea Extraordinaria de Accionista de PDVSA, celebrada el 20 de enero de 2006, se decidió la transferencia, a título gratuito, del total de las acciones de la empresa Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN) a Venezuela, para cumplir con lo establecido en la Ley de Reforma Parcial de la Ley de Estímulo al Desarrollo de las Actividades Petroquímica, Carboquímica y Similares, publicada el 1° de diciembre de 2005.
- Durante el año 2006 se continuó con manufactura y mercadeo de Orimulsión®, derivado de crudo pesado y extrapesado de Venezuela. Actualmente se adelantan negociaciones con la finalidad de rescindir los contratos existentes.

### **Ranqueo de PDVSA**

De acuerdo con un estudio comparativo publicado el 18 de diciembre de 2006 por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), al 31 de diciembre de 2005, PDVSA es la cuarta empresa de crudo y gas, verticalmente integrada, más grande del mundo en producción y capacidad de refinación; quinta en reservas probadas de crudo y, séptima en venta de productos. El estudio está basado en una combinación de criterios operacionales y otros datos de 2005; reservas, producción, capacidad de refinación y ventas de productos refinados. Venezuela exporta crudo, principal y continuamente a los Estados Unidos de América, desde 1914. Durante 2006, exportó a los mercados de los Estados Unidos de América y Canadá aproximadamente 1.253 miles de barriles diario (MBD) de crudo y productos, excluyendo la alícuota de producción de terceros procedente de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **a) Actividades**

El sector petrolero tiene un gran impacto en la economía venezolana. Durante el año 2006, se atribuye a PDVSA aproximadamente 14,43% del Producto Interno Bruto, 87,94% de las exportaciones y, 47,21% de los ingresos del Estado. Las reservas de crudo y gas natural de Venezuela y las operaciones aguas arriba de PDVSA están localizadas sólo en Venezuela, mientras que las operaciones aguas abajo están localizadas en Venezuela, El Caribe, Norteamérica, Suramérica y Europa.

Las actividades de PDVSA están estructuradas en tres divisiones geográficas: Occidente, Oriente y Centro Sur, para manejar sus operaciones aguas arriba, que incluyen las siguientes actividades: exploración, producción y mejoramiento. En agosto de 2003, CVP filial de PDVSA, asumió la gerencia de todos los contratos con terceros, las empresas mixtas y las licencias de gas natural Costa Afuera.

Las operaciones aguas abajo incluyen:

- Operación de refinerías, mercadeo de crudo en el mercado internacional y, mercadeo de productos refinados en Venezuela bajo la marca PDV.
- Operación de refinerías, mercadeo de productos refinados bajo la marca CITGO, en las regiones orientales y del medio oeste de los Estados Unidos.
- Operación de negocios en el Caribe, a través de la Refinería Isla (refinería y terminal de almacenamiento que PDVSA tiene alquilada en Curazao).
- Operación de terminales de almacenamiento en Bonaire y las Bahamas, en el Caribe.
- Participación accionaria indirecta, a través de sus empresas mixtas, en los Estados Unidos de América en tres refinerías: una, 50% propiedad de ExxonMobil (Chalmette); otra 50% propiedad de Hess (Hovensa) y, una tercera, unidad de destilación de petróleo de coque/vacío 50% propiedad de ConocoPhillips (MereySweeny).
- Participación accionaria indirecta, a través de sus empresas mixtas, en Europa en ocho refinerías: Gelsenkirchen, Schwedt, Neustadt, Karlsruhe, Nynashamn, Gothenburg, Dundee y Eastham. Mercadeo de productos en Alemania, Reino Unido y Suecia, a través de dos empresas mixtas (una, 50% propiedad de Deutsche BP; y otra 50% propiedad de Neste Oil).
- Procesamiento, mercadeo y transporte de todo el gas natural en Venezuela.
- Conducción de actividades de transporte marítimo.

En los Estados Unidos de América, PDVSA, conduce sus operaciones de refinación de petróleo y mercadeo de productos refinados a través de su filial PDV Holding, la cual a su vez posee, indirectamente, 50% de Chalmette Refining; 50% (a través de PDV Chalmette) e indirectamente, 50% de Merey Sweeny (a través de PDV Sweeny). Estas empresas mixtas con ExxonMobil y ConocoPhillips, respectivamente, procesan petróleo en los Estados Unidos de América. Además, PDV Holding posee indirectamente 100% de CITGO, a través de PDV América. Para el 31 de diciembre de 2005, 41,25% de LYONDELL-CITGO era propiedad de CITGO. El 16 de agosto de 2006, CITGO vendió su participación en LYONDELL-CITGO operación efectiva a partir del 31 de julio de 2006. Por sus filiales en los Estados Unidos de América PDVSA es uno de los más grandes refinadores de petróleo en los Estados Unidos de América, basado en su capacidad de refinación de petróleo para diciembre de 2006, equivalente a 1.201 MBD. CITGO refina, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para aviones, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados en los Estados Unidos de América. Los clientes de combustible para transporte de CITGO incluyen, principalmente: vendedores independientes al por mayor de la marca CITGO; las principales cadenas de tiendas de conveniencia; líneas aéreas que están localizadas, principalmente, a lo largo del este de las Montañas Rocosas. El asfalto es usualmente vendido a contratistas independientes en el negocio de asfalto en la Costa Este del Golfo y al Medio Oeste de los Estados Unidos de América. Los lubricantes se venden en los Estados Unidos de América, principalmente, a vendedores independientes, vendedores masivos y a clientes industriales. Los mercados de América Latina de CITGO fueron transferidos en diciembre de 2005 a dos filiales de PDVSA, Commercit, S.A. (99%) y Tradecal, S.A. (1%). En 2006, CITGO vendió un total de 598 millones de barriles (MMBls) productos de petróleo comparado con 615 MMBls vendidos en el año 2005.

PDVSA también posee 50% de Hovensa, una empresa mixta con Hess que procesa petróleo en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos de América.

Dentro de Europa PDVSA conduce sus actividades de refinación de petróleo y productos derivados a través de la filial de su propiedad, PDV Europa, la cual posee 50% de participación en Ruhr Oel GMBH (ROG), una compañía con base en Alemania y propiedad conjunta con British Petroleum (BP). A través de ROG, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para calefacción, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados. PDVSA también posee 50% de AB Nynäs Petroleum (Nynas), una compañía con operaciones en Suecia y en el Reino Unido y propiedad conjunta con Neste Oil. A través de Nynäs, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros productos de petróleo refinados.

Las actividades petroquímicas de PDVSA en Venezuela eran conducidas, principalmente, a través de Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN), la cual tiene tres complejos petroquímicos en Venezuela y, 17 empresas mixtas con socios en el sector privado. El 1° de diciembre de 2005 se publicó la Ley de Reforma Parcial de la Ley de Estímulo al Desarrollo de las Actividades Petroquímica, Carboquímica y Similares, que estableció la instrucción de transferir PEQUIVEN al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo en junio de 2005, efectivo en enero de 2006; sin embargo, PDVSA seguirá suministrando la materia prima requerida por PEQUIVEN para su funcionamiento. De acuerdo con las directrices del Gobierno venezolano, PDVSA seguirá brindando soporte financiero y logístico a PEQUIVEN. Este soporte financiero incluye préstamos para el fondo de operaciones para la ejecución del plan de inversiones de 2006, descuentos en los precios del gas metano y el financiamiento de cuentas por cobrar hasta 180 días.

El negocio del gas lo desarrolla PDVSA Gas, S.A. filial verticalmente integrada. Esta filial se encarga de actividades de explotación de gas y el procesamiento de gas para la producción de LGN; así como, transporte y mercadeo de gas en el mercado interno. Adicionalmente, PDVSA Gas, S.A. procesa gas producido por las divisiones de exploración y producción de PDVSA (recibiendo todo el gas remanente después del consumo para las operaciones de PDVSA) para transporte y mercadeo en el mercado local.

DELTAVEN, filial local de ventas al por menor, mercadea y distribuye en Venezuela desde 1997, gasolina al detal y otros productos de petróleo refinado, con la marca PDV. Esta empresa, junto con el sector privado también está promoviendo el desarrollo de la infraestructura y servicios comerciales para clientes al por menor.

Otra filial importante es INTEVEP a través de la cual PDVSA maneja las actividades de investigación y desarrollo (ver "capítulo IV N° 7 Investigación y Desarrollo").

## **b) Convenios de Cooperación Energética**

En Asamblea Extraordinaria de Accionista del 27 de junio del año 2005, PDVSA aprobó la creación de PDV Caribe, S.A. (PDV Caribe) con domicilio en Caracas. Las actividades de PDV Caribe están orientadas fundamentalmente hacia la operación en las áreas del Caribe, especialmente en la exploración y producción de petróleo, la importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, refinación de hidrocarburos y, la producción de productos de petróleo, entre otros.

El 29 de junio de 2005 se firmó el acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe (PETROCARIBE) entre el Ejecutivo Nacional y catorce países caribeños. Asimismo el Estado Venezolano suscribió con gobiernos de otros países, principalmente latinoamericanos y del Caribe, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC), el Convenio Integral de Cooperación (CIC) y PETROCARIBE. Estos acuerdos establecen, entre otros aspectos, que PDVSA suministrará petróleo y sus productos a las empresas petroleras estatales de los países suscritos.

A continuación se muestra un resumen de estos acuerdos:

<u>Acuerdo</u>	<u>País</u>	<u>Compañía</u>	<u>MBD</u>	<u>Año de suscripción</u>
ACEC	Cuba	Unión Cuba Petróleo, S.A (CUPET)	92	2000
ACEC	República Dominicana	Refinería Dominicana, S.A. (REFIDOMSA)	50	2004
CIC	Argentina	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A.	25	2004
ACEC	Paraguay	Petróleos de Paraguay (PETROPAR)	19	2004
ACEC	Bolivia	Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB)	7	2004
ACEC	Jamaica	Petroleum Corporation of Jamaica (PETROJAM)	24	2005
ACEC	Uruguay	Administradora Nacional de Combustible, Alcohol y Portland (ANCAP)	44	2005
PETROCARIBE	Surinam	Staatsolie Maatschappij Suriname N.V.	10	2005
ACEC	Ecuador	Petróleos del Ecuador (PETROECUADOR)	100	2006
PETROCARIBE	Otros países del Caribe	Varias	24	-

La mayoría de estos acuerdos de suministro establecen, entre otras condiciones, un precio de venta equivalente al valor de mercado, términos de pago entre 30 y 90 días para una porción significativa de cada embarque, y una cantidad remanente a largo plazo (entre 15 y 23 años). Los acuerdos tendrán una vigencia de un año y, pueden renovarse con el consentimiento mutuo de las partes involucradas.

### **c) Desarrollo Social**

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y la Ley Orgánica de Hidrocarburos establecen a PDVSA la obligación de contribuir con mano de obra y recursos financieros en los programas sociales desarrollados y administrados por el Gobierno venezolano. Específicamente, el Artículo N° 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que los ingresos del Gobierno venezolano provenientes de actividades petroleras, deberán ser empleados para la promoción de programas de salud, fondos de estabilización macroeconómica y participación en el desarrollo social y económico de Venezuela. Desde el año 2004, PDVSA ha participado y contribuido, significativamente, en fondos para la construcción de viviendas de bajo costo, desarrollo de la agricultura y otros programas sociales. Por ejemplo, en enero de 2004, PDVSA aprobó la creación de un fideicomiso denominado Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), cuya finalidad es asignar cantidades de dinero destinadas a programas relacionados con proyectos de empleo, bienes y servicios, desarrollo de infraestructura y vialidad, agricultura, salud, educación, generación de energía eléctrica y otros.

Durante los años 2001 a 2006, pero fundamentalmente a partir del año 2003, PDVSA ha efectuado aportes por US\$ 24.193 millones, dirigidos a proyectos y programas de desarrollo social en concordancia con los lineamientos y estrategias del Ejecutivo Nacional (ver capítulo IV, número 9, Desarrollo Social).

### **d) Empresas de Servicios Petroleros (ESP)**

Como parte de las estrategias diseñadas por PDVSA, para impulsar los objetivos del plan de desarrollo económico y social del país, en el ejercicio de su soberanía tecnológica y productiva, surge la propuesta de conformar en Venezuela, empresas de capital mixto PDVSA - socios nacionales – socios internacionales, para la fabricación de bienes y la prestación de servicios en sectores estratégicos para la ejecución del Plan Siembra Petrolera período 2006 - 2012.

En octubre de 2006, se creó la Gerencia Corporativa de Empresas de Servicios Petroleros (GCESP), con el propósito de coordinar, impulsar y establecer empresas de capital mixto fabricantes de bienes y/o proveedoras de servicios petroleros estratégicos.

### **Objetivos Estratégicos**

- Identificar oportunidades para la creación de Empresas de Bienes y Servicios Petroleros con base en la demanda del Plan Siembra Petrolera.
- Impulsar con los negocios y filiales de PDVSA la creación de ESP.
- Generar sinergia con aliados nacionales, internacionales y entorno.
- Apalancar el desarrollo de la cadena de suministro asociada a las ESP.
- Suministrar bienes y servicios petroleros estratégicos a través de las ESP creada.
- Insertar las ESP en el mercado internacional a través de la exportación de bienes y servicios petroleros.

Gracias a los acuerdos de cooperación en materia energética firmados a partir de marzo de 2006 entre Venezuela y países alineados geopolíticamente: Repúblicas de Argentina, Bielorrusia, Mali, Angola, Malasia, Federación Rusa, República Islámica del Irán, República Árabe Siria, República Popular China y, República Socialista de Vietnam, se presentan oportunidades de acceso a tecnologías y conocimiento en sectores como: ensamblaje y fabricación de taladros de perforación y de servicios a pozos, ensamblaje y fabricación de camiones de levantamiento para sísmica y de servicio de interpretación de data sísmica, construcción, reconstrucción y reparación de plataformas costa afuera, producción de tubería de grandes diámetros y fabricación de turbinas, entre otros.

## **II. Organización y Gestión**

### ***1. Estructura Organizacional.***

Hasta el 31 de diciembre de 1997, PDVSA condujo sus operaciones en Venezuela a través de tres filiales operacionales principales, Lagoven, S.A.; Maraven, S.A. y, Corpoven, S.A. En 1997 se estableció una nueva estructura de operaciones basada en unidades de negocio. Desde entonces, PDVSA ha estado involucrada en un proceso de transformación de sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad, modernizando sus procesos administrativos y aumentando el retorno de capital. El proceso de transformación involucró la fusión de Lagoven, S.A.; Maraven S.A. y, Corpoven S.A. efectivo a partir del 1° de enero de 1998, y renombrando la entidad combinada PDVSA Petróleo y Gas, S.A. En mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas, S.A. cambió su denominación social a PDVSA Petróleo, S.A. y, para finales de 2002, ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a PDVSA Gas.

Adicionalmente, PDVSA ha hecho algunos ajustes dentro de la organización a fin de mejorar el control interno de sus operaciones y el modelo de gerencia, para alinear la estructura de sus operaciones con las estrategias a largo plazo del accionista. Estos ajustes consisten, principalmente, en la adopción de un nuevo marco de estructura de operaciones que aumenta la participación del Comité Ejecutivo en sus actividades y, al mismo tiempo, aumenta la flexibilidad operacional de PDVSA.

A continuación, un resumen de sus filiales principales:

## **2. Descripción de las Principales Filiales**

### **a) PDVSA Petróleo, S.A.**

PDVSA Petróleo, S.A. es una filial propiedad de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y tiene como objetivo la realización de actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad en materia de petróleo y demás hidrocarburos en Venezuela.

### **b) Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)**

Esta filial dirige y administra todo lo concerniente a los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. CVP está encargada de maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado venezolano, mediante una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con participación de terceros, asegurando una apropiada vinculación de los beneficios con el bienestar colectivo, a través del desarrollo sustentable.

### **c) PDVSA Gas, S.A.**

El negocio del gas, que representa una importante oportunidad de crecimiento para la industria nacional, es atendido por esta filial de Petróleos de Venezuela, S.A. Esta empresa se encarga de todo lo concerniente a la comercialización de los hidrocarburos gaseosos en el mercado nacional e internacional.

### **d) PDV Marina, S.A.**

PDV Marina, S.A. es la filial de Petróleos de Venezuela, S.A. que se encarga de la distribución y transporte marítimo de los hidrocarburos y sus derivados. Fundada el 29 de noviembre de 1990, esta filial de PDVSA nació con la intención de convertirse en la empresa naviera de Petróleos de Venezuela y manejar parte del negocio del transporte de la industria petrolera venezolana.

### **e) PALMAVEN, S.A.**

A través de esta filial, PDVSA lleva adelante acciones para impulsar el desarrollo de las políticas sociales, promoviendo la participación activa y protagónica de las comunidades, en sintonía con las políticas y lineamientos dictados por el Estado venezolano, según lo establecido en los valores y principios contenidos en la Constitución.

### **f) INTERVEN, S.A.**

Esta filial maneja todos los negocios derivados de los Acuerdos de Cooperación firmados entre los países de Suramérica y Venezuela. PDVSA comenzó a trabajar con la empresa de energía de Argentina, ENARSA, para evaluar oportunidades de negocios en los sectores aguas arriba y aguas abajo en Argentina; así como también con empresas en Uruguay, Bolivia y más recientemente en China.

### **g) DELTAVEN, S.A.**

Filial encargada de mercadear los productos y servicios asociados a la marca PDV, que satisface el mercado interno de combustibles, lubricantes, asfaltos, solventes, grasas y otros derivados de los hidrocarburos. DELTAVEN, S.A. realiza sus actividades mediante una red de distribución y de negocio de alto valor agregado, gerenciada con criterios de excelencia que aseguran la preferencia de los consumidores y, el máximo rendimiento de su accionista.

#### **h) PDV Caribe, S.A.**

Las actividades de PDV Caribe S.A. están dirigidas fundamentalmente hacia las operaciones en las áreas del Caribe, especialmente en la exploración y producción de petróleo, la importación y exportación de hidrocarburos y sus productos derivados, refinación de hidrocarburos y, la producción de productos de petróleo, entre otros.

#### **i) PDVSA América, S.A.**

Fue creada el 14 de diciembre de 2006 y tiene como objetivo realizar las actividades de exploración, extracción, recolección, transporte, almacenamiento inicial y comercialización de hidrocarburos en el exterior, por cuenta propia o de terceros o, asociada con terceros.

#### **j) Filiales y afiliadas Internacionales**

Entre las afiliadas de PDVSA que realizan actividades de refinación y comercialización en el exterior podemos mencionar: Ruhr Oel GmbH (ROG), Nynas y Hovensa (ver capítulo IV N° 3, letra c 3), y las filiales de PDVSA que realizan actividades de refinación, comercialización y almacenamiento: CITGO Petroleum Corporation (CITGO); The Bahamas Oil Refining Company Internacional Limited (BORCO) y, Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC).

CITGO Petroleum Corporation, con sede en Houston, Texas, es una empresa refinadora y comercializadora de combustibles, lubricantes, petroquímicos, ceras refinadas, asfalto y otros productos industriales. La empresa es propiedad de PDV America, Inc. una filial de PDV Holding Inc. quien, a su vez, pertenece a PDVSA (ver Capítulo IV N° 3, letra c 2).

Desde 1985, CITGO ha vendido sus distintos productos a través de distribuidores independientes.

The Bahamas Oil Refining Company Internacional Limited (BORCO) es un Terminal de almacenamiento, propiedad 100% de PDVSA, ubicado en Bahamas, el cual incluye: un (1) terminal marino que abarca 640 acres de tierra, cuatro (4) muelles con ocho (8) puestos costa afuera y setenta y tres (73) tanques de almacenamiento con una capacidad nominal de 19,7 millones de barriles (MMBls).

Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC) es un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de crudo y sus derivados, propiedad 100% de PDVSA. ubicado en Bonaire, que incluye veintitrés (23) tanques de almacenamiento con una capacidad nominal de 10,1 MMBls.

### **3. Gestión (Junta Directiva y sus miembros)**

#### **a) Rol de la Junta Directiva de PDVSA**

De acuerdo con los estatutos de PDVSA, la Junta Directiva es el órgano administrativo de la sociedad. La Junta Directiva es responsable de convocar las reuniones con el accionista, preparar y presentar los resultados operacionales y financieros al cierre de cada ejercicio económico; así como la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales.

La Junta Directiva está compuesta actualmente por diez (10) miembros: un Presidente, dos vicepresidentes, cuatro directores internos y tres directores externos. La Junta Directiva es nombrada directamente por el Presidente de Venezuela por un término inicial de dos años, el cual puede ser extendido indefinidamente hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

Según los estatutos, el presidente de PDVSA tiene amplios poderes para actuar en nombre de PDVSA y para representarla en negociaciones con terceros, sujeto solamente a los poderes expresamente reservados a la Junta Directiva o reservados a la decisión de la Asamblea de

Accionistas. El Presidente de PDVSA determina y es responsable por la implementación de estrategias, metas y presupuestos en los diferentes negocios de PDVSA, los cuales deben ser aprobados por la Asamblea de Accionista. Las estrategias, metas, y presupuestos son revisados y monitoreados por la Junta Directiva a través de las rendiciones de cuentas.

## b) Composición de la Junta Directiva y trayectoria de sus miembros

Al 31 de diciembre de 2006 la Junta Directiva estaba integrada por las siguientes personas:

<b>Nombre</b>	<b>Posición</b>	<b>Fecha de Designación</b>
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004
Luis Vierma	Vicepresidente	2005
Alejandro Granado	Vicepresidente	2005 (1)
Asdrúbal Chávez	Director Interno	2007 (2)
Eudomario Carruyo	Director Interno	2005
Eulogio del Pino	Director Interno	2005
Déster Rodríguez	Director Interno	2003
Jesús Villanueva	Director Interno	2005
Iván Orellana	Director Externo	2005
Carlos Martínez Mendoza	Director Externo	2005
Bernard Mommer	Director Externo	2005

(1) Nombrado en mayo 2007 como presidente de CITGO.

(2) Nombrado en mayo 2007 como vicepresidente de PDVSA.

Información sobre los miembros que integran la Junta Directiva de PDVSA:

### **Rafael Ramírez Carreño, Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA**

Rafael Ramírez Carreño es Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes en 1989, con una maestría en Estudios Energéticos de la Universidad Central de Venezuela. Inició su actividad profesional en la industria petrolera con INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, donde fue inicialmente asignado para trabajar en el manejo de crudos extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Otras asignaciones y cargos posteriores en otras filiales lo dotaron de una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción. Su trabajo en Estados Unidos de América incluye el desarrollo del Proyecto de Mejoramiento y Expansión de la Refinería de Cardón, y el Proyecto de Gas Natural Licuado en Nigeria y Francia. Ramírez fue Presidente fundador del Ente Nacional del Gas (Enagas), organismo encargado de la reestructuración del plan nacional del gas y responsable del diseño, desarrollo y promoción de la política del Estado para este sector.

En febrero de 2002 fue designado Director Externo de PDVSA y, en julio de ese mismo año fue designado por el presidente de Venezuela, Hugo Chávez Frías, como Ministro de Energía y Minas. El 20 de noviembre de 2004, bajo el decreto presidencial número 3264, fue designado Presidente de PDVSA, posición que mantiene actualmente; simultáneamente con el cargo de Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

### **Luis Vierma, Vicepresidente de PDVSA**

Luis Vierma es Licenciado en Química, egresado de la Universidad Central de Venezuela en 1979. Obtuvo su maestría en Geología (Geoquímica de Petróleo) en 1984 en la Universidad de Indiana, en Bloomington. Entre 1975 y 1978 fue profesor de química en el departamento de química de la Universidad Central de Venezuela. Ingresó a la industria en 1978, como

geoquímico de exploración en el centro de investigación y desarrollo de PDVSA (INTEVEP); más tarde fue nombrado jefe del Laboratorio de Geoquímica Orgánica, donde fue líder de proyectos de exploración de hidrocarburos y luego Jefe de la Unidad de Química Inorgánica. En 1993 fue nombrado Gerente de Recuperación Mejorada de Crudos con Microorgánicos, según acuerdo entre el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE). En 1995 fue nombrado jefe de la Sección de Geoquímica Orgánica y, en 1997 ocupó el cargo de Jefe de la Sección de Geología. En 1998 pasó a ser líder del Proyecto Bosque-Bucare para implementar la estrategia de esfuerzo compartido de productividad. En 1999 fue Gerente de Negocios de Exploración, y en el año 2000 fue nombrado Director de la Oficina de Políticas y Planes del Viceministerio de Hidrocarburos, en el Ministerio de Energía y Minas (ahora Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo). A comienzos de 2003, fue juramentado como Director General de Hidrocarburos y, como Director Externo de PDVSA en marzo del mismo año; más tarde, Presidente de CVP, Vicepresidente de PDVSA GAS, y miembro del Directorio de CITGO. En enero de 2005 fue nombrado Vicepresidente de Exploración y Producción de PDVSA.

### **Alejandro Granado, Vicepresidente de PDVSA**

Alejandro Granado es Ingeniero de Procesos de Refinación, graduado en 1981 en el Instituto de Petróleo y Gas de Ploesti, Rumania. Además, obtuvo una Maestría en Refinación y Petroquímica en la misma institución. Granado ingresó en la industria petrolera en 1981 como ingeniero de procesos, en la gerencia de Desarrollo de Procesos de INTEVEP, centro de investigación y desarrollo de PDVSA. En 1985 fue asignado como Ingeniero Residente del proyecto BTX en UOP LLC. en Chicago. En 1987 fue nombrado miembro del equipo asignado a Veba Oel-Alemania para el desarrollo del proceso HDH+®, una tecnología de conversión de residuos pesados. En 1990 fue asignado a la British Petroleum en Londres para dirigir el grupo de Ingeniería de Procesos encargado del diseño de varias unidades de mezcla de éter para el sistema de refinerías venezolano. De 1991 a 1997 ocupó posiciones de liderazgo y gerenciales en el área de Ingeniería de Procesos de INTEVEP y, en 1997 fue transferido a CITGO Petroleum Corporation para ocupar el cargo de Gerente de Tecnología de la refinería Lemont Illinois. Regresó a INTEVEP en el año 2000 como Gerente del departamento de Ingeniería de Procesos. Posteriormente ocupa la gerencia de Ingeniería Conceptual y Básica hasta diciembre de 2002, cuando es nombrado Sub-Gerente General de la refinería de Puerto La Cruz. En julio de 2003, fue nombrado Director Gerente de Refinación de PDVSA Oriente. En julio de 2004, es designado Director Gerente de Refinación Nacional e Internacional de PDVSA y en ese mismo año fue nombrado Vicepresidente de PDV Marina. En enero de 2005 fue nombrado Vicepresidente de PDVSA, responsable del área de refinación nacional e internacional. En febrero del año 2005, también fue nombrado Presidente de la Junta Directiva de CITGO Petroleum Corporation; así como Presidente de PDV Holding, Inc. PDV USA Inc., PDV Chalmette, Inc., PDV América, y PDV Caribe.

### **Asdrúbal Chávez, Vicepresidente de PDVSA**

Asdrúbal Chávez es Ingeniero Químico graduado en la Universidad de Los Andes en 1979. En ese mismo año comenzó su carrera en la industria petrolera en la Refinería El Palito de PDVSA, como ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito (PAEX), el proyecto de expansión más grande de dicha refinería. Ocupó diferentes posiciones en las áreas de servicios industriales, destilación y especialidades, conversión y tratamiento, movimiento de crudo y productos, programación y economía e ingeniería de procesos. En 1989 fue asignado a Universal Oil Products (UOP) en EE.UU. En 1990 fue nombrado jefe del proyecto de expansión de las unidades de crudo y destilación al vacío de la Refinería El Palito. De 1995 a 1999, ocupó diferentes posiciones supervisoras y gerenciales. En el año 2000 PDVSA lo asignó, temporalmente, al Ministerio de Producción y Comercio para asistir en la reestructuración del Ministerio y luego en el proceso de la Constituyente Económica de la República Bolivariana de Venezuela. En el 2001 fue asignado a BITOR, una filial de PDVSA, como Gerente de Recursos Humanos y coordinó al equipo que trabajó en la reestructuración del proyecto de expansión de

la empresa. En 2002 fue nombrado asistente a la Junta Directiva de BITOR y, en enero de 2003 asumió las funciones como Gerente General de la Refinería El Palito. En agosto de 2003 fue nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos en PDVSA y sirvió como líder del equipo que negoció el Contrato Colectivo de Trabajo en los años 2004-2006. En marzo de 2004, fue nombrado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro. En enero de 2005, es juramentado como Director de PDVSA, responsable de Comercio y Suministro de PDVSA y, Presidente de PDV Marina y BITOR, Filiales de PDVSA, y Director de CITGO Petroleum Corporation, una filial de PDVSA con base en Houston, EE.UU.

### **Eudomario Carruyo, Director de PDVSA**

Eudomario Carruyo recibió el título de Licenciado en Contaduría Pública de la Universidad de Zulia en 1972. Ha realizado diversos cursos de especialización y postgrado en las áreas de Finanzas y Gerencia, en la Universidad de Columbia, en New York, y en la Universidad de Michigan, en Ann Arbor. Tiene 40 años de experiencia en la industria petrolera y petroquímica nacional. Inició su carrera 1964, en la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) y después de la nacionalización de la industria petrolera venezolana en 1976 y la creación de PDVSA, continuó en Corpoven, filial de PDVSA, donde trabajó hasta el año 1997 ejerciendo los cargos de: Gerente Corporativo de Tesorería, Gerente Corporativo de Contraloría, Gerente Corporativo de Presupuesto y Evaluaciones Económicas, Gerente Corporativo de Costos, Gerente de Finanzas de la División Occidente, Gerente de Finanzas del área de San Tomé y Gerente de Finanzas de la Refinería El Palito. En 1992 fue transferido a PALMAVEN, filial de PDVSA en la cual trabajó durante 5 años y medio (1992-1997), como Gerente de Finanzas y posteriormente como Director de dicha filial. Desde abril del año 2000 se desempeñó como Comisario Mercantil de PDVSA hasta diciembre de 2002 (primero como adjunto y luego como principal). En enero de 2003, fue designado Director Ejecutivo de Finanzas de PDVSA. En julio de 2003 fue nombrado Director de PEQUIVEN, coordinando el cierre del ejercicio económico del año fiscal de 2002 de PDVSA y sus filiales, y la elaboración de los informes financieros operacionales para uso interno y para la Securities and Exchange Commission (SEC). Conjuntamente con sus responsabilidades en PEQUIVEN, fue Director de las siguientes filiales de dicha empresa: Fertinitro, Monómeros Colombo-Venezolanos, Metor International, Produven, Super Octanos, Supermetanol, Tripoliven, Clorozulia, Coramer, Olefinas del Zulia, Polinter, Propilven, Pralca, Produsal, Servifertil, International Petrochemical Holding LTD (IPHL) e International Petrochemical Sales Limited (IPSL). En enero de 2005 fue nombrado Director de PDVSA, desempeñándose además como Director de CITGO Petroleum Corporation; Director de PDVSA Petróleo S.A.; Director de DELTAVEN S.A.; Director de INTERVEN, S.A.; Vicepresidente de PDV Marina, S.A.; Presidente de PDVSA Finance y, Presidente de PDV Insurance; Director de PDV Holding y, de Refinería Isla (Curazao), S.A.

### **Eulogio Del Pino, Director de PDVSA**

Eulogio Del Pino es Ingeniero Geofísico, graduado en la Universidad Central de Venezuela en 1979, con maestría en exploración de petróleo en la Universidad de Stanford en 1985. En 1979 inició su carrera en la industria petrolera venezolana en INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, desempeñándose en diferentes posiciones técnicas y supervisarias hasta 1990, cuando ocupó el cargo de Gerente Técnico para Latinoamérica en la empresa Western Atlas. En 1991 regresó a PDVSA donde asumió diferentes posiciones gerenciales en la empresa Corpoven. En 1997 fue nombrado Gerente de Exploración y Delineación de PDVSA, donde coordinó el programa de Exploración Costa Afuera en la Plataforma Deltana en el año 2001. En el año 2003, fue designado Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en la Corporación Venezolana del Petróleo, filial de PDVSA. En 2005 fue nombrado Director de PDVSA y Presidente de CVP. Del Pino ha sido elegido Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Ingenieros Geofísicos de Venezuela (1990-1994), Vicepresidente de la Sociedad Americana de Geofísicos (1996-1997) y, fue Fundador y Coordinador del Sindicato Latinoamericano de Geofísicos. Fue profesor tanto a niveles de pregrado como de postgrado en la Universidad Central de Venezuela y en la Universidad Simón Bolívar, en Caracas.

## **Déster Rodríguez, Director de PDVSA**

Déster Rodríguez es General del Ejército venezolano con Licenciatura en Ciencias y Artes de la Academia Militar de Venezuela. Realizó estudios de Ingeniería de Sistemas en la Universidad Experimental de la Fuerza Armada. En 1997, fue nombrado Jefe de Personal de la Escuela de Ingeniería Militar del Ejército. En 1998 fue nombrado Jefe de la División de Registro y Control de Personal del Ejército. En 1999 fue designado Director General de la Oficina Ministerial de Información Tecnológica del Ministerio de Educación, Cultura y Deportes, función que desempeñó conjuntamente con la Presidencia de la Fundación Bolivariana de Informática y Telemática (Fundación Bolivariana de IT y Telecomunicaciones), la cual asumió en 2001. En diciembre de 2002 fue designado miembro del Comité de Reestructuración de PDVSA. En marzo de 2003 fue nombrado Director de PDVSA, simultáneamente, como director de CITGO Petroleum Corporation, Vicepresidente de la Refinería Isla, miembro de la Junta Directiva de PDV Holding y Presidente del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) y COMMERCHAMP. En enero de 2005 fue nombrado, en adición a sus actividades, presidente de PALMAVEN.

## **Jesús Villanueva, Director de PDVSA**

Jesús Villanueva es Licenciado en Contaduría Pública graduado en la Universidad de Oriente en el año 1976 con Maestría en Economía y Administración de Hidrocarburos de la Universidad Central de Venezuela en 1988. A partir del año 1974 inició sus actividades profesionales en la firma Espiñeira, Sheldon y Asociados (PriceWaterhouseCoopers). Se incorporó a la industria petrolera en 1982 en Meneven, filial de PDVSA. Durante su trayectoria profesional ha ejercido diversos cargos supervisorios y gerenciales en San Tomé, Anaco, Puerto La Cruz y Caracas, en las funciones de Auditoría y Finanzas en Meneven y Corpoven. En el año 1999 fue designado como Auditor General de PDVSA y, en febrero de 2002, fue incorporado como Director Principal de PDVSA; más tarde regresó a su posición anterior como Auditor General. En enero de 2005 fue nombrado Director de PDVSA. Ha sido certificado, internacionalmente, como Auditor Interno por el Instituto de Auditores Internos (1999) y como Examinador de Fraudes (2004).

## **Iván Orellana, Director de PDVSA**

Iván Orellana es Ingeniero Químico graduado en la Universidad Simón Bolívar en 1975. Completó sus estudios de postgrado en Planificación Estratégica en Brunel University, Londres en 1994; Suministro y Comercio de Petróleo y Gas Natural en Oxford, Inglaterra en 1994; Derecho Administrativo en la Universidad de Salamanca, España en 2003 y Derecho Internacional Privado en la Universidad de Salamanca, España en 2004. Inició su carrera en el sector de los hidrocarburos en 1975, ocupando diversas posiciones de supervisión y de ingeniería. En 1988 trabajó como asesor en el sector de gas en el Departamento de Coordinación de Exploración y Producción de PDVSA Gas. En 1994 fue designado Gerente de Planificación de PDVSA Gas; y entre 1997 y 2001 ocupó el cargo de Asesor Mayor de Planificación en materia de Energía y Regulación de Mercados de Energía en la Gerencia de Planificación Corporativa de PDVSA. Entre los años 2002 y 2003, se desempeñó como Gerente de Análisis de Entorno Comercial en la Dirección ejecutiva de Planificación de PDVSA. Desde el año 2003 es representante de Venezuela en la Comisión Económica de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Actualmente es el Gobernador, por Venezuela, ante la OPEP y presidente de la Junta de Gobernadores; así como Director General de Hidrocarburos en el Ministerio de Energía y Petróleo. Fue designado Director de PDVSA en enero de 2005 en el área de negocios internacionales. Ha sido, además, coordinador de los estudios para el establecimiento del posicionamiento estratégico de PDVSA y Venezuela en el negocio de Gas Natural Licuado (LGN) en la cuenca del Atlántico; Asesor del Presidente del Ente Nacional de Gas y de la Presidencia de PDVSA en el proceso de Regulación de los

Servicios de Energía de Venezuela y, Asesor del Ministerio de Energía y Petróleo y PDVSA en el proceso de licitación del proyecto del LGN Mariscal Sucre. En julio de 2005, fue nombrado Director General de la Oficina de Relaciones Internacionales y, Director General de la Oficina de Planificación Estratégica en el año 2006; ambas posiciones en el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

### **Carlos Martínez Mendoza, Director de PDVSA**

Carlos Martínez Mendoza es General del Ejército venezolano; Licenciado en Ciencias y Artes Militares, egresado de la Academia Militar de Venezuela en 1975, como miembro integrante de la Promoción “Simón Bolívar II”. Perteneció a la rama de infantería del ejército venezolano. Además realizó estudios de Comando y Estado Mayor en la “Escuela Superior de Guerra del Ejército” en Argentina en el año 1990. Tiene una Maestría en Seguridad y Defensa Nacional. Cursó estudios de postgrado en Planificación Estratégica y Administración; así como en Gerencia de Recursos para la Defensa en el Centro de Estudios Hemisféricos para la Defensa (EE.UU.). Ha ocupado posiciones complementarias a su rango militar; Secretario del Consejo de Defensa de la Nación y Director del Despacho de la Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela. Actualmente también ejerce la presidencia de la Corporación de Desarrollo de la Región Zuliana (Corpozulia) y Carbozulia. Es Vicepresidente del Banco de Inversión de Venezuela Sofiocidente. En el año 2005 fue nombrado Director de PDVSA.

### **Bernard Mommer, Director de PDVSA**

Bernard Mommer tiene Maestría en Matemáticas y Doctorado en Ciencias Sociales de la Universidad de Tübingen, Alemania. Ha sido profesor e investigador, por muchos años, en diversas universidades venezolanas. Desde 1991 hasta 1995 ocupó la posición de Asesor Mayor de la Coordinación de Planificación de Petróleos de Venezuela y de la Coordinación de Planificación Estratégica. Desde 1995 hasta 2001 fue investigador principal asociado del Oxford Institute for Energy Studies en St. Antony's College, Oxford. También fue asesor del Ministro Venezolano de Energía y Petróleo desde 1999 hasta 2000, y consultor del Secretario General de la OPEP en Viena durante el año 2002. Previamente a su nombramiento como Director en PDV UK con sede en Londres se desempeñaba como Asesor del Presidente de PDVSA. Sus publicaciones incluyen: “Die Ölfrage” [La cuestión petrolera] (1983: Institut für Internationale Agelegenheiten der Universität Hamburg, Nomos Verlagsgesellschaft Baden-Baden); “El petróleo en el pensamiento económico venezolano—Un ensayo (Co-autor Asdrúbal Baptista, prólogo de Arturo Uslar Pietri. Ediciones IESA, Caracas, 1987); y “The New Governance of Venezuelan Oil” [El Nuevo Gobierno del Petróleo Venezolano] (1998: Oxford Institute for Energy Studies), “Global Oil and the Nation State” [Petróleo global y estado nacional] (publicado por Oxford University Press, a nombre del Oxford Institute for Energy Studies, en 2002). En 2004, el Ministerio de Energía y Petróleo publicó su libro “El Mito de la Orimulsión®”. En 2005 fue nombrado Director de PDVSA y Viceministro de Hidrocarburos.

### **c) Comité de Auditoría**

#### **Función Básica**

El Comité de Auditoría asiste a la Junta Directiva de PDVSA en sus responsabilidades de vigilar la suficiencia del sistema de control interno de la empresa. El Comité cumple su función básica a través del conocimiento, evaluación y seguimiento de la información sobre los resultados de las auditorías internas y externas y en cuanto a la calidad y adecuación de la información financiera corporativa.

## Autoridad

La Junta Directiva de PDVSA ha delegado autoridad y responsabilidad suficiente al Comité de Auditoría, para que pueda cumplir con las responsabilidades asignadas. El Comité de Auditoría puede utilizar los servicios de las unidades de control corporativas de PDVSA, auditores externos, consultores independientes o cualquier otro grupo de origen interno o externo con la necesaria experiencia requerida para desarrollar estudios o investigaciones.

## Organización

El Comité de Auditoría es un Comité delegado de la Junta Directiva de PDVSA y está constituido por seis miembros; su Presidente es el Presidente de PDVSA. Otros miembros del Comité son integrantes de la Junta Directiva de PDVSA y también el Auditor General Adjunto, quién a su vez es el Secretario del Comité.

### Funciones Principales

- Vigilar la adecuación del sistema de control interno, incluyendo el ambiente de control, estructura y actividades y los procesos de información y monitoreo.
- Recomendar a la Junta Directiva de PDVSA cualquier acción relacionada con el sistema de control interno, incluyendo acciones requeridas para mejorar el sistema de información corporativo.
- Revisar y aprobar las normas y políticas de Auditoría Interna, incluyendo la relación entre la Organización de Auditoría Interna Corporativa y las unidades de control dentro de las filiales o asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Asegurar la independencia y objetividad de la función de Auditoría Interna.
- Revisar la opinión de los auditores externos sobre los estados financieros de la Compañía, la calidad del sistema de control interno, las áreas de mayor riesgo y lo adecuado de reportes financieros.
- Evaluar, sobre las bases de su desempeño anual, a los auditores externos.

## **4. Fuerza Hombre Laboral**

### Compensación

Para los años terminados al 31 de diciembre de 2006 y 2005, la cantidad acumulada pagada por PDVSA como compensación a sus directores por sus servicios prestados fue aproximadamente US\$ 2,90 millones y US\$ 2,76 millones (pagados en bolívares), respectivamente.

## Empleados

A continuación se detalla el número de empleados de PDVSA en los últimos tres (3) años:

Tabla 1 – Número de Empleados

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
En Venezuela	47.433	43.807	33.281	28.841	40.133
En el Exterior	<u>5.382</u>	<u>5.373</u>	<u>5.238</u>	<u>5.157</u>	<u>5.550</u>
<b>Número total de empleados</b>	<b><u>52.815</u></b>	<b><u>49.180</u></b>	<b><u>38.519</u></b>	<b><u>33.998</u></b>	<b><u>45.683</u></b>
<b>Contratistas ( * )</b>	15.290	10.498	25.930	38.998	22.967

(\*) En el año 2005, PDVSA ejecutó el Plan Especial de Ingreso, que consistió en el empleo directo del personal contratado, basado en el reconocimiento de sus años de servicios continuos. Esta metodología basada en el concepto de justicia social, permitió el ingreso a la Corporación de 5.281 personas. El Plan Especial de Ingreso culminó exitosamente el 31 de diciembre de 2005 y se aplicó solamente al personal contratista en Venezuela.

Para diciembre de 2006 aproximadamente, 31% de los empleados de PDVSA en Venezuela estaban afiliados a uno de los siguientes sindicatos: 1) Federación de Trabajadores Petroleros, Químicos y sus Similares de Venezuela (FEDEPETROL) que cuenta con 53,08% afiliados del total de los empleados. 2) Federación de Trabajadores de la Industria de Hidrocarburos y sus Derivados de Venezuela (FETRAHIDROCARBUROS) que cuentan con 16,00% del total de trabajadores afiliados. 3) Sindicato Nacional Unitario de Trabajadores Petroleros y sus Seccionales (SINUTRAPETROL) que representa 26,31% del total de los trabajadores afiliados. 4) Federación Nacional Bolivariana de Trabajadores Petroleros, Petroquímicos, del Gas sus Similares y Conexos de Venezuela (FENAPETROL) que cuenta con 4,19% del total de trabajadores afiliados. 5) Asociación Sindical Nacional de Supervisores y Operadores Petroleros y sus Similares (ASINSUOPET) que representa 0,42% del total de los trabajadores afiliados. Los directores, personal corporativo, empleados profesionales y personal de seguridad, en general, no están afiliados a ninguna organización sindical.

En el año 2006, las empresas suscriptoras de 32 Convenios Operativos migraron a 21 Empresas Mixtas y se generaron lineamientos de administración de salarios y beneficios para los trabajadores, homologándose según lo establecido, para el personal de PDVSA.

### 5. Litigios y Otros Reclamos

El 16 de febrero de 2006, la Sala Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia dictó sentencia, mediante la cual se declara sin lugar una apelación interpuesta por PDVSA Petróleo, contra una resolución del SENIAT de fecha 17 de noviembre de 1999. Esta sentencia es por US\$ 839 millones, y está relacionada con obligaciones tributarias correspondientes a los años 1994, 1995 y, 1996. La gerencia y sus asesores legales consideran que la sentencia, antes mencionada, viola derechos constitucionales fundamentales, como el de tutela judicial efectiva y el de capacidad contributiva; por lo tanto, interpondrá un recurso de revisión ante la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, conjuntamente con una medida cautelar que permita la suspensión inmediata de sus efectos. La gerencia y sus asesores legales consideran que los resultados del mencionado procedimiento legal no tendrán efectos significativos con respecto a la situación financiera de la Compañía o con los resultados de sus operaciones.

En septiembre de 2005, la empresa New Brunswick Power Corporation ("NB Power") introdujo una demanda en una corte de Canadá, y una solicitud de arbitraje ante el Consejo Internacional

de Resolución de Disputas de la Asociación Americana de Arbitraje de New York, en contra de PDVSA, BITOR y la República Bolivariana de Venezuela alegando, entre otras cosas, el incumplimiento de un supuesto contrato de suministro de Orimulsión®. Dichos procedimientos fueron suspendidos hasta tanto la Corte Federal de New York se pronuncie sobre una petición de PDVSA y BITOR relativa a la existencia o no del Contrato. NB Power, reclama la indemnización de daños por US\$ 1.800 millones. La gerencia de PDVSA y sus asesores legales manifiestan que este contrato nunca fue firmado; por lo tanto, defenderán vigorosamente el alegato de su invalidez. En los actuales momentos se ha fijado como fecha tentativa de inicio del juicio (Trial), para finales del mes de junio de 2007.

En febrero de 2002, LYONDELL-CITGO interpuso una demanda contra PDVSA y PDVSA Petróleo en una corte distrital en los Estados Unidos de América, ubicada en el Distrito Sur de Nueva York. LYONDELL-CITGO alega que PDVSA y PDVSA Petróleo, erróneamente, declararon casos de fuerza mayor y redujeron envíos de petróleo crudo extrapesado a LYONDELL-CITGO. LYONDELL-CITGO solicitó la indemnización por daños y perjuicios por supuestos hechos de incumplimiento del convenio de suministro de petróleo crudo entre LYONDELL-CITGO y Lagoven (posteriormente fusionada en PDVSA Petróleo), y el convenio de suministro suplementario entre LYONDELL-CITGO y PDVSA; ambos acuerdos de fecha 5 de mayo de 1993, expiran en el año 2017. En julio de 2006, LYONDELL-CITGO y PDVSA anunciaron el fin del litigio referido al acuerdo de suministro. En marzo de 2006 CITGO pagó a Lyondell Chemical Company (accionista mayoritario de LYONDELL-CITGO) US\$ 80 millones para el finiquito de todas las reclamaciones existentes.

La Compañía está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por US\$ 5.378 millones según opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estos reclamos no tendrá un efecto material adverso sobre la posición financiera de la Compañía, resultados de sus operaciones o su liquidez.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en acumulaciones y otros pasivos una provisión al 31 de diciembre de 2006 y 2005 por US\$ 860 millones y US\$ 910 millones, respectivamente la cual incluye US\$ 214 millones y US\$ 203 millones, respectivamente, originados de una operación realizada por una filial domiciliada en el exterior dedicada a las actividades de seguros y reaseguros de las propiedades marítimas, de aviación y otros riesgos diversos de PDVSA. Si las demandas y reclamos conocidos se resolvieran de una manera adversa para la Compañía en montos mayores que los acumulados, entonces estos resultados podrían tener un efecto material adverso sobre los resultados de estas operaciones. A pesar de que no es posible predecir el resultado de estos asuntos, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de la Compañía o en los resultados de sus operaciones.

### **III. Plan Estratégico**

El Plan Siembra Petrolera es la expresión de la política petrolera delineada por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Rafael Chávez Frías. El 18 de agosto de 2005 cuando presentó al país los planes estratégicos de Petróleos de Venezuela se establecieron las directrices de la política petrolera hasta el 2030, las cuales se indican a continuación:

- Apalancar el desarrollo socioeconómico nacional con la finalidad de construir un nuevo modelo de desarrollo económico más justo, equilibrado y sustentable para combatir la pobreza y la exclusión social.
- Impulsar el proceso de integración energética de América Latina y el Caribe.

- Servir de instrumento geopolítico para propiciar la creación de un sistema pluripolar que beneficie a los países en vías de desarrollo y a su vez constituya un contrapeso al sistema unipolar actual.
- Defender la cohesión y articulación de la política petrolera de la OPEP.

Dentro de este contexto y en el marco de los lineamientos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, se inscribe la estrategia general de la empresa:

Buscar la máxima valorización de los recursos naturales no renovables y agotables mediante la obtención de precios justos y razonables en beneficio del pueblo soberano, con una distribución justa, eficiente y equilibrada de la riqueza petrolera para contribuir a la erradicación de la pobreza y la exclusión social. En línea con esta estrategia cuenta con las siguientes iniciativas;

- Búsqueda y desarrollo de crudos livianos y medianos.
- Desarrollo integral de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Aceleración de la explotación del Gas natural en tierra y costa afuera.
- Integración del sistema de refinación nacional e internacional.
- Creación de los Distritos Sociales, Fomento de Empresas de Producción Social (EPS) y desarrollo de núcleos de desarrollo endógeno.
- Apalancamiento de la política social del Estado venezolano y aporte continuo al Fondo de Desarrollo Económico y Social (FONDEN).

En el ámbito geopolítico y de comercio internacional, la estrategia internacional de PDVSA contempla:

- Mantener la presencia en los mercados energéticos tradicionales.
- Penetrar y lograr la consolidación en los mercados de economía emergentes como China, India y Brasil; así como también, buscar un posicionamiento de mercado en Europa bajo un criterio de permanencia en contraste con ser un proveedor puntual o esporádico.
- Fortalecer los lazos de cooperación energética, económica y técnica con países del Medio Oriente y Europa Oriental bajo los principios de solidaridad, justicia y complementación.
- Ser brazo ejecutor de la estrategia geopolítica de integración energética de Latinoamérica y el Caribe.
- Contribuir, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, al apuntalamiento de la OPEP como organización soberana que persigue el logro de la estabilidad del mercado petrolero internacional y, la remuneración justa por sus recursos.

## **1. Ejes del Plan Siembra Petrolera**

En la conceptualización y formulación del Plan Siembra Petrolera se establecieron siete (7) ejes de desarrollo petrolero y Gasífero Nacional, en los cuales están contenidos los principales proyectos del plan.

## **a) Certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco**

Para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la Faja Petrolífera del Orinoco en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas, a su vez, en 27 bloques (excluyendo el área de los Convenios de Asociación y Bitor-Sinovensa), de los cuales, trece (13) bloques serán cuantificados en un esfuerzo compartido entre CVP y catorce (14) empresas de países que suscribieron acuerdos de entendimiento con el Ejecutivo Nacional.

Durante el año 2005, los esfuerzos de los Inversionistas y de CVP estuvieron concentrados en las actividades del Plan de Evaluación, el cual analizó las reservas y el potencial de la producción de las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas por los pozos CEI-2X, CEI-3X, CEI-4X, CEI-5X y CEI-6X. El plan alcanzó sus objetivos y culminó, tal como fue previsto, el 16 de diciembre de 2005.

Paralelamente y durante todo el año 2005, se llevaron a cabo diversas reuniones de alto nivel entre CVP, funcionarios de Gobiernos y empresas petroleras de países como CNPC (China); Petropars (Irán); Lukoil (Rusia); Petrobrás (Brasil); Repsol (España); ONGC (India); Gazprom (Rusia); Enarsa (Argentina). Con estas empresas se suscribieron memoranda de entendimientos, convenios para la ejecución de proyectos de cuantificación y certificación de reservas, que buscan como objetivos principales: a) la valorización de los activos de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco; b) La conceptualización, definición y diseño de las condiciones generales que les permitan a las partes desarrollar el modelo de negocio más conveniente para la explotación, producción, mejoramiento de crudo extrapesado y su comercialización.

En el último trimestre de 2005 se alcanzó un avance de 90% de la ejecución de la Validación de Información y Generación de los Modelos Geocientíficos preliminares (Fase I) del Proyecto de Cuantificación y Certificación de Reservas del Bloque Junín 4 el cual desarrollan conjuntamente, CVP y la empresa China CNPC.

Además, se previó una producción incremental de 470 MBD sobre la base de 620 MBD discriminada en: 400 MBD nuevos proyectos (BOYACÁ -AYACUCHO); 70 MBD ampliaciones y mejoras (BOYACÁ y CARABOBO).

De acuerdo con el Oficio N° 1036 de junio de 2005, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo asignó a CVP el Proyecto Magna Reserva para Cuantificar y Certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. El lineamiento estratégico establecido, persigue el propósito de convertir a la Faja Petrolífera del Orinoco en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el plan de desarrollo de la nación.

Es importante señalar que el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la Faja Petrolífera del Orinoco alcanza un volumen de 1.360 miles de millones de barriles (MMMBIs) de crudo de los cuales, el país sólo reporta 40 MMMBIs como reservas probadas lo cual representa, escasamente, 3%. El objetivo del Proyecto Magna Reserva, que lleva a cabo CVP, es lograr certificar al menos 20% del POES como reservas probadas, basado en la revisión integral de toda el área de la Faja Petrolífera del Orinoco y de la aplicación de tecnologías de punta que mejoren el factor de recobro.

## **b) Expansión de Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco**

Consiste en el desarrollo integral de la región norte del Orinoco en forma armónica con la infraestructura social para contribuir a la desconcentración del territorio nacional. La Faja Petrolífera del Orinoco una vez cuantificada y certificada sus reservas, se convertirá en el eje impulsor de desarrollo sustentable desde el punto de vista social, industrial, económico y

tecnológico del país. Para hacer realidad este objetivo el Estado ejecutará un plan maestro de desarrollo sustentable que prevea el estímulo de proyectos no asociados a la producción de hidrocarburos. El plan considera el desarrollo de tres módulos para la producción de 615 miles de barriles de diario (MBD), de crudo mejorado, con la participación de terceros y además se construirán dos (2) ciudades alrededor del complejo de procesamiento de crudos pesados para fomentar el proceso de desconcentración poblacional.

### **c) Producción Áreas Tradicionales**

Comprende el conjunto de proyectos en materia de exploración y producción requeridos para incrementar la producción hasta 5,8 MMBD para el año 2012.

### **d) Desarrollo de Gas Costa Afuera**

Persigue como objetivo el desarrollo industrial integral de los yacimientos de Gas Costa Afuera en el oriente del país (Plataforma Deltana, con una producción planificada de 1.470 millones de pie cúbico diario (MMPCD) y Mariscal Sucre con 1.200 MMPCD) y en el occidente (Rafael Urdaneta, con una producción esperada de 1.000 MMPCD). Con estos proyectos se persigue balancear la matriz energética venezolana e impulsar la integración energética regional, que incluye el suministro de gas a los países de Latinoamérica, del Caribe y la Cuenca Atlántica, así como también el aprovechamiento del potencial industrial de la región.

Para el tratamiento y acondicionamiento de este gas de Costa Afuera está en progreso la construcción del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) ubicado en el Estado Sucre, que contempla una planta petroquímica, áreas de almacenamiento, muelles y terminales, plantas de licuefacción de gas; así como también un parque industrial.

### **e) Aumentos/Mejoras en Refinación**

En este eje se busca incrementar la capacidad de procesamiento de crudo venezolano en el país, mediante la creación de nuevos centros de refinación: Cabruta, con capacidad de 400 MBD; Batalla de Santa Inés, con 50 MBD; Zulia con 50 MBD y, Caripito, con 50 MBD para producción de asfalto. Además, se busca potenciar y optimizar los procesos de las plantas existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Puerto La Cruz y El Palito) para procesar unos 200 MBD de crudos y productos.

Este plan de expansión y optimización de refinación se integrará con proyectos agroenergéticos para la producción de etanol como aditivo sustituto del metil-ter-butil eter (MTBE) de la gasolina, impactando de manera importante la ocupación del campo y contribuyendo a la consolidación territorial.

### **f) Comercialización de Crudos y Productos**

Está orientado hacia garantizar la seguridad y confiabilidad energética nacional y fortalecer la política petrolera internacional, bajo un enfoque soberano, sobre el recurso petrolero, al defenderlo y usarlo como instrumento de geopolítica para impulsar la pluripolaridad, la integración energética regional de América Latina y el Caribe y, la diversificación de mercados, sin abandonar el abastecimiento de los mercados tradicionales. Para el año 2012, se espera una disponibilidad de crudo para exportación de 3.368 MBD y, para refinación 1.847 MBD; un total de suministro de crudos de 5.215 MBD; excluyendo 615 MBD aproximadamente que es la producción de los convenios de asociación existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Como puede apreciarse, PDVSA a través de estos ejes proyecta su visión integral del desarrollo, al fortalecer sus capacidades, potenciar la soberanía tecnológica, consolidar la plena soberanía petrolera, impulsar el crecimiento industrial y, al mismo tiempo, apoyar la desconcentración poblacional y la consolidación territorial.

## **g) Infraestructura**

Tiene como objetivo crear las condiciones para ampliar la capacidad de recolección, almacenamiento y transporte de hidrocarburos a lo largo y ancho de todo el territorio nacional, facilitar la integración regional a través de gasoductos con el Sur, los Andes y el Caribe y, desincorporar la infraestructura obsoleta. Adicionalmente, el proyecto contempla el desarrollo de red de gasificación domiciliaria a fin de garantizar recursos energéticos para el consumo de toda nuestra población. La ampliación de esta infraestructura permitirá una mayor flexibilidad para manejar la expansión de la volumetría prevista en el plan, en términos de crudo, productos y gas natural.

## **2. Estrategia del Negocio**

De conformidad con esta orientación estratégica, direccionada a través de los ejes de desarrollo, el Plan Siembra Petrolera contempla los siguientes objetivos de negocio:

- Incrementar la producción hasta 5,8 millones de barriles diario (MMBD) para el año 2012, de los cuales 4 MMBD corresponderán a gestión directa; 460 MBD a Empresas Mixtas; 622 MBD en Convenios de Asociación existentes; 121 MBD en el esquema de ganancias compartidas y, 615 MBD bajo nuevos convenios de asociación en la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 4,1 MMBD.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 4,7 MMBD.
- Aumentar la producción de gas natural a 11.500 millones de pie cúbico (MMPC) de gas.

Con la finalidad de alcanzar estos objetivos, las estrategias en cada uno de los negocios principales incluyen lo siguiente:

### **Exploración, producción y mejoramiento –**

- Incorporar las reservas de crudo liviano y mediano.
- Aumentar el factor total de recuperación.
- Continuar el desarrollo de los proyectos de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Apalancar la tecnología existente para maximizar el retorno de la inversión.

### **Refinación y mercadeo –**

- Asegurar el mejoramiento de productos y cumplimiento de normas ambientales en Venezuela y en el exterior.
- Expandir y diversificar nuestros mercados en América Latina, El Caribe y Asia.
- Mejorar la eficiencia de nuestros procesos de refinación y actividades de mercadeo.

### **Gas natural –**

- Promocionar activamente la participación nacional e internacional del sector privado en la exploración, explotación y procesamiento de reservas de gas no asociado tanto en el interior como en el exterior.
- Mejorar los procesos de distribución con la finalidad de aumentar la amplitud del mercado doméstico e internacional.
- Asegurar nuestra participación en los mercados de gas natural licuado (LGN).

diciembre de 2006 la producción de estas empresas se ubicó en 562 MBD de petróleo pesado y extrapesado. PDVSA inició un proyecto para cuantificar y certificar reservas probadas de hidrocarburos en la Faja Petrolífera del Orinoco para determinar sus prospectos económicos y, para desarrollar apropiadamente negocios futuros en el área (capítulo III N° 1, letra a "certificación Faja Petrolífera del Orinoco").

### c) Refinación

La estrategia de refinación se enfoca en la expansión de la capacidad y en el mejoramiento de la eficiencia de las operaciones aguas abajo. En Venezuela se construirán cuatro nuevas refinarias: Cabruta (400 MBD); Batalla de Santa Inés (50 MBD); Zulia (50 MBD) y, Caripito (50 MBD); igualmente se agregará capacidad de conversión profunda a las refinarias de Puerto La Cruz, CRP (Amuay y Cardón) y El Palito, con el fin de aumentar la eficiencia del procesamiento de crudo pesado. En las refinarias ubicadas en los EE.UU., Europa y el Caribe se invertirá con, el fin de cumplir con los estándares de calidad estipulados por esos mercados. En adición, se invertirá en las refinarias de Kingston-Jamaica y Cienfuegos-Cuba. Se tiene una carta de intención para desarrollar una nueva refinería con Petrobrás en el norte de Brasil; se invertirá en un proyecto de conversión profunda en la refinería La Teja en Uruguay. El propósito es alcanzar márgenes más altos de productos de petróleo refinados. Se mantendrán todos los estándares de calidad ambientales aplicables (ver capítulo IV N° 3 Refinación).

**Orimulsión®.** Con la finalidad de optimizar el valor del recurso natural y de utilizar el crudo extrapesado para mezclas, durante el primer trimestre del año 2006 la Compañía cesó la manufactura de Orimulsión® en su módulo ubicado en Morichal (Estado Monagas), e inició un proceso de negociación de los acuerdos de suministro de Orimulsion® existentes. Como parte de la negociación, algunos clientes han acordado recibir fuel oil en lugar de Orimulsión® y, con otros clientes, se adelantan negociaciones para de rescindir los contratos existentes.

### d) Comercio y Suministro

**Mercadeo internacional.** PDVSA planea continuar expandiendo sus operaciones de mercadeo internacional para incrementar su participación en el mercado de crudo y productos y para aumentar el reconocimiento de su marca. Se busca diversificar su portafolio de clientes participando en nuevos mercados como China e India. PDVSA expandirá sus operaciones en el Caribe y en América del Sur a través de la iniciativa PDVSA América, la cual incluye las iniciativas de Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, a fin de promover la integración regional y la distribución justa de la energía entre las Naciones de América Latina. PDVSA se enfoca en mantener su posición en el mercado de los EE.UU, a través del uso más eficiente del sistema de distribución de CITGO. CILA CITGO International Latin America, Inc. la cual vende lubricantes, gasolina y destilados en varios países de América Latina, fue transferida en el año 2005 a las siguientes filiales de PDVSA: Commercit, S.A. (99%) y, Tradecal, S.A. (1%). Ambas filiales están actualmente bajo evaluación de sus operaciones. A fin de mejorar su logística y la capacidad de transporte marítimo, PDVSA construirá 42 tanqueros a través de acuerdos estratégicos con Argentina, Brasil, China y España. Esto aumentará el número de barcos de 21 a 58, propiedad de la filial PDV Marina y serán operados por PDV Marina. Esta flota, permitirá aumentar los volúmenes de exportación de 600 MBD en el 2005 a 2.100 MBD en el 2012.

**Mercado Interno.** PDVSA continuará promoviendo en Venezuela el suministro confiable de sus productos y el uso de gasolina sin plomo, cuyo proceso comenzó en el cuarto trimestre de 1999, para mejorar la posición competitiva de la red de estaciones de servicio, centros de lubricación y grandes tiendas. Así mismo continuar el desarrollo de su red comercial a través de relaciones de negocios y otras asociaciones que logren aumentar el suministro de producto a los aeropuertos de mucho tráfico. Se está desarrollando, igualmente, un proyecto para la producción de etanol con el fin de sustituir los aditivos para el mejoramiento de octanaje tales como tetraetilo de plomo (TEL) y metil-ter-butil-éter (MTBE) en la producción de gasolina. Con el uso de etanol, PDVSA tendrá productos más inocuo para el medio ambiente, al mismo

tiempo que promueven el desarrollo agrícola y social en áreas rurales, porque el etanol es producido por materias primas agrícolas: caña de azúcar, maíz y yuca.

#### **e) Gas Natural**

El desarrollo del negocio del gas es una de las principales metas. Las actividades se enfocarán, principalmente, en el cumplimiento de la creciente demanda interna de gas para fomentar el desarrollo nacional y un estándar de vida más alto. PDVSA planea enfocarse en la creación de oportunidades de inversión atractivas al sector privado en la producción de gas no asociado. Se expandirá el sistema de transmisión y distribución, extracción de gas natural licuado (LGN), capacidad de procesamiento y fraccionamiento, y desarrollo de nuevas operaciones para exportación de gas, incluyendo la exportación de LGN. Se planea operar la mayoría de los campos existentes de producción de gas natural asociado, actualmente asignados a PDVSA por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Se continuará la exploración y desarrollo de reservas de gas no asociado con el soporte de los inversionistas privados. Se espera dar soporte a las actividades relacionadas al negocio de gas utilizando el sistema existente para transmisión y distribución de gas. PDVSA está comprometida en el desarrollo de una gran red de distribución de gas en diferentes ciudades, del país para proveer gas natural a residencias, y para comercios e industriales. Se anticipa que el desarrollo del negocio de gas requerirá, aproximadamente, US\$ 15.000 millones de capital desde el año 2007 hasta 2012. Se espera que tales desembolsos de capital sean obtenidos no sólo a través de PDVSA, sino también de socios en el sector privado.

#### **f) Empresas de Producción Social**

El Programa de Empresas de Producción Social de PDVSA, aprobado por su Junta Directiva desde octubre de 2005, ha visto materializar sus resultados a partir de mediados del año 2006, por cuanto la aplicación de sus elementos requirieron de la conformación de organizaciones y de una campaña divulgativa y de implantación del referido programa, tanto a nivel de los negocios como de las empresas contratistas.

Los elementos del programa Empresas de Producción Social (EPS) incluyen el aporte de las contratistas de PDVSA, a un Fondo Social a descontar de la facturación, según porcentajes establecidos de acuerdo con el monto total contratado. Este fondo está dirigido a remediar necesidades de las comunidades. Un segundo aspecto cuantitativo del programa, está representado por la denominada oferta social, que debe ser consignada en los procesos de contratación y que igualmente está valuada en función del monto contratado, en una escala comprendida entre 2% y un máximo de 5 % del total. Otros elementos del programa están representados en el acompañamiento a las EPS por parte de las Empresas Promotoras, que son todas aquellas que hayan suscrito el programa, mediante su debida inscripción en el sistema de Registro de Empresas de Producción Social (REPS) de PDVSA. Otro elemento, es la constitución de consorcios y alianzas con las EPS para migrar conocimientos y destrezas de las empresas músculo hacia el nuevo modelo productivo. Se creó un Fondo de Financiamiento dirigido a apalancar el fortalecimiento de las EPS. Finalmente, el programa incluye la creación y apoyo de Unidades de Producción Comunitarias (UPC).

El programa se encuentra en fase de estabilización; particular importancia resulta la debida atención a los elementos cuantitativos representados por el Fondo Social y la Oferta Social. Adicionalmente, el Programa Empresas de Producción Social incluye la creación de entidades, en la línea de los procesos medulares del sector de los hidrocarburos en Venezuela, actividad que representa un centro importante de atención del esfuerzo a desplegar, en función de la creación de un nuevo modelo socio productivo en Venezuela.

Las Empresas de Producción Social nacen en respaldo a:

**Cooperativismo:** Es la asociación emprendedora voluntaria de personas que buscan satisfacer necesidades económicas, sociales y culturales de forma colectiva. Las cooperativas, estructuradas de acuerdo con la Ley General de Asociaciones Cooperativas, organizan su actividad mediante un sistema de propiedad conjunta controlada democráticamente y el trabajo se ejerce de forma mancomunada.

**Economía Social:** Proceso de producción de bienes y servicios que concilia intereses económicos y sociales comunes, apoyados en la acción de las comunidades locales y en la participación de los ciudadanos y de los trabajadores de empresas alternativas, tales como las asociativas y las microempresas autogestionables.

**Desarrollo Sustentable:** Proceso de transformación socioeconómica en el cual la utilización racional y adecuada de los recursos naturales, la orientación de las inversiones, la canalización del desarrollo tecnológico y, los cambios institucionales, son factores indispensables para el mejoramiento del potencial para atender las necesidades humanas, tanto presentes como futuras.

**Desarrollo Endógeno:** Es la base de un nuevo modelo económico, radicalmente distinto al anterior modelo de desarrollo, que parte de las necesidades y potencialidades reales, en la búsqueda de una economía más democrática, en la que participen y ganen todos por igual. Se trata de no seguir importando lo que podría producirse en el país, ni continuar produciendo lo que no se necesita, sino producir según las realidades y necesidades del país.

**Inclusión Social:** Significa que todas las venezolanas y los venezolanos puedan desarrollarse integralmente, cumpliendo con sus deberes y, sobre todo, ejerciendo sus derechos a la educación, a la seguridad social, a la seguridad ciudadana, a la sana alimentación, al trabajo, a la vivienda digna y al pleno desarrollo de la personalidad del individuo, entre otros, garantizando la igualdad de condiciones y de oportunidades que faciliten la justicia social y garanticen el desarrollo humano y la paz integral.

### **Orientaciones de PDVSA hacia la formación de EPS.**

PDVSA ha iniciado un activo plan de cambios en las relaciones de producción con sus empresas contratistas, con la finalidad de eliminar la concentración monopólica ejercida por escasos grupos económicos nacionales e internacionales y, al mismo tiempo promover nuevos esquemas para la producción, caracterizados por la cogestión, la autogestión, cooperativas y otras formas de asociaciones colectivas, en las cuales privará la condición de que una parte sustancial del rendimiento resultante. Está dirigido a beneficiar a las comunidades, particularmente, a organizar sus mecanismos de producción, servicios, distribución y consumo, propuesta que se resume en el concepto de Empresas de Producción Social (EPS).

### **Los Distritos Sociales**

Son unidades creadas dentro de las organizaciones de Exploración y Producción, Refinación, Comercio y Suministro, Gas, Costa Afuera, Faja Petrolífera del Orinoco, PALMAVEN, Automatización, Informática y Telecomunicaciones (AIT), INTEVEP y Empresas Mixtas, para realizar la gestión territorial de carácter productivo, ecológico y social, que integra funciones de ingeniería, desarrollo y ejecución de proyectos, con el propósito de consolidar estrategias que, dentro del proceso de exploración, producción, refinación y comercialización de petróleo y gas, propicien un esfuerzo conjunto, eficiente y efectivo del personal de PDVSA y de la población, para garantizar el desarrollo endógeno sostenible y sustentable, generando los equilibrios necesarios para la erradicación de la pobreza, de acuerdo con las políticas del Estado.

## Fondo de financiamiento para las EPS

En el año 2005, fue constituido este Fondo por decisión de la Junta Directiva de PDVSA, con un capital inicial de cien (100) millones de dólares, para el apalancamiento de esta modalidad de empresa, por vía de préstamos recuperables en condiciones especiales, que faciliten la dotación de infraestructura, adquisición de bienes de capital, acceso a tecnología, obtención de recursos humanos calificados y el adiestramiento necesario para fortalecer estas empresas hasta alcanzar su autonomía económica y mejorar su eficiencia operacional. Posteriormente, el 13 de junio de 2006, se establecieron los mecanismos y procedimientos para optar al Fondo.

Comprende los siguientes programas:

- Programa de financiamiento de mediano y largo plazo, para el desarrollo de las EPS.
- Programa para el mejoramiento de la capacidad competitiva del sector empresarial con justicia social.
- Programa para incrementar la densidad empresarial en el sector de los hidrocarburos.

### Áreas de financiamiento

- Dotación de infraestructura.
- Adquisición de bienes de capital.
- Acceso a tecnología.
- Obtención de recursos humanos calificados.
- Adiestramiento en capacitación especializada.

### Condiciones del financiamiento

El financiamiento de las EPS, por parte de PDVSA, se ajusta a las condiciones particulares de cada proyecto y área geográfica de influencia.

### Condiciones Generales

MONTO	El monto máximo a financiar es de un 1 MMMBs (Bs 1.000.000.000,00),
TASA DE INTERÉS	La tasa de interés fluctuará entre 0% y 3% anual,
GARANTÍA	Fianza solidaria de los miembros de las EPS y Reserva de Dominio de la Maquinaria y Equipo.
PLAZO DE FINANCIAMIENTO	El plazo máximo de financiamiento será hasta diez (10) años.
PERIODO DE GRACIA	Hasta tres (3) años, dependiendo de la actividad económica y de las características particulares de las EPS.

### Aportes de los proveedores y contratistas al fondo social de las EPS.

A mediados del año 2006 se iniciaron las operaciones de recaudación del Fondo Social: la inscripción en el sistema REPS o la aceptación del Programa EPS es el contenido en los Pliegos de Licitación y Contratos de Obras, Bienes y Servicios y, son las condiciones para generar el descuento.

### Convenio de cooperación interinstitucional PDVSA - BANDES

Establecer una estructura normativa que determine la cooperación entre PDVSA, BANDES y BANFOANDES, para procurar el financiamiento a las Empresas de Producción Social (EPS) y a las Empresas Promotoras de EPS, inscritas en el Registro de EPS (REPS) de PDVSA, relacionadas con los sectores aguas abajo y aguas arriba de la industria de los hidrocarburos a

escala nacional, para la reconversión, reactivación, reindustrialización, instalación, modernización y capital de trabajo.

### Justificación

Fortalecer la estructura económica de Venezuela, dentro de un nuevo esquema de producción económico y social en el sector de los hidrocarburos, fundamentado en los principios de justicia social, igualdad, equidad y solidaridad. BANDES, BANFOANDES y PDVSA pueden establecer esfuerzos comunes para alcanzar estos objetivos, justificando un Convenio de Cooperación Financiera para ampliar la base de financiamiento del Programa de Empresas de Producción Social de PDVSA.

### Finalidad

- Procurar el financiamiento para la reconversión, reactivación, reindustrialización, instalación y modernización de las pequeñas, medianas y grandes empresas, cooperativas y otras formas asociativas, proveedoras de bienes, obras y servicios dentro del sector de los hidrocarburos.
- Complementar las fuentes de financiamiento del Programa de Empresas de Producción Social, promovido por PDVSA.
- Procurar el financiamiento, cofinanciamiento y/o préstamos sindicados de proyectos de inversión de la industria de los hidrocarburos de interés para PDVSA.

### Beneficiarios

- Las pequeñas, medianas y grandes empresas, cooperativas y otras formas asociativas nacionales, inscritas en el Registro de Empresas de Producción Social (REPS) de PDVSA y cuya actividad empresarial sea procesar o convertir materias primas y productos semielaborados e insumos relacionados con la industria de los hidrocarburos, en bienes elaborados de alto Valor Agregado Nacional (VAN).
- Las pequeñas, medianas y grandes empresas, cooperativas y otras formas asociativas nacionales, inscritas en el Registro de Empresas de Producción Social (REPS) de PDVSA, que se constituyan para llevar a cabo proyectos de inversión aguas arriba, de interés para PDVSA.

Al cierre de 2006, existían 5.755 proyectos sociales concertados y disponibles para ser incluidos como oferta social en los procesos de contratación de bienes, obras y servicios, de los cuales 1.425 ya están incluidos o en procesos de licitación. Se apoyó la creación de 159 Unidades de Producción Comunitaria (UPC); se beneficiaron 339 comunidades con proyectos derivados de la Oferta Social y se generaron 5.472 puestos de trabajo. A continuación se muestra un resumen de estos resultados:

	Resultados 2006	Meta 2006
<b>N° de Proyectos Sociales concertados y disponibles para Oferta Social</b>	5.755	5.396
<b>N° de Proyectos Sociales incluidos para Oferta Social</b>	1.425	621
<b>N° de Comunidades beneficiadas con Ofertas Sociales</b>	339	1.267
<b>N° de empleos generados</b>	5.472	10.763

Durante el proceso de promoción, desarrollo y acompañamiento a EPS, como parte del Programa de Gasificación de comunidades (GLP) se organizaron y capacitaron 110 empresas cooperativas de base. Adicionalmente, se logró la promoción y organización de tres (3) cooperativas de segundo grado. Fueron dictados talleres de cooperativismo a más de 120 empresas y se incorporaron 156 Cooperativas al Programa EPS en las funciones de Servicios Logísticos de PDVSA; Refinación, Exploración y Producción de PDVSA; transporte de combustible en el mercado interno y Prevención y Control de Pérdidas. Por otra parte, INTEVEP identificó brechas en 434 EPS y, brindó acompañamiento tecnológico a 33 de ellas.

Durante el proceso de implantación del programa EPS, se han identificado sectores industriales para su desarrollo. En la tipificación de bienes, obras y servicios se avanzó con respecto a la caracterización de los requerimientos en todos los negocios, filiales y organizaciones, para identificar oportunidades de desarrollo de nuevas Empresas de Producción Social de baja, mediana y alta complejidad. Entre los proyectos para el desarrollo nacional de sectores industriales se mencionan los siguientes:

- En la industria naval: Se elaboraron especificaciones para la construcción en el país de buques para suministro y apoyo a plataformas Costa Afuera, almacenaje temprano de gas y compresión de gas licuado. Así como una propuesta para la construcción de nuevos astilleros en el país para satisfacer la demanda de construcción y mantenimiento de buques requeridos para los Proyectos del Plan Siembra Petrolera. Además, preparación de un plan de adiestramiento del personal tanto de los astilleros, institutos educativos técnicos y artesanales, talleres navales nacionales, como de la tripulación de los buques, lo que impulsará la creación y formación de Nuevas EPS. Del estudio realizado se identificó, en la industria naval, la siguiente demanda: construcción de veinticinco (25) buques de apoyo, dos (2) astilleros de operación y mantenimiento de buques, nueve (9) diques flotantes y ocho (8) buques de manejo de anclas.
- En tuberías de grandes diámetros: Fue culminada la caracterización de la demanda de tubería helicoidal y longitudinal requerida en los proyectos del PSP. En proceso de sincronización de los requerimientos con las capacidades de fabricación nacional con la finalidad de desarrollar el plan de inversión nacional y extranjera requerida para las ampliaciones de las empresas del sector e instalación de nueva planta de tubos. Producto de esta evaluación se identificó la demanda de 358.000 y 732.000 toneladas métricas para los años 2006 y 2007 respectivamente.
- En insumos químicos para exploración y producción: Fueron definidas oportunidades en tres proyectos: taponamiento por asfáltenos; incrustaciones y corrosión y, formación de emulsiones. Asimismo se activó plan de auditorías del sistema de gestión de la calidad a las empresas que actualmente realizan el servicio de tratamientos químicos en PDVSA. En paralelo se realizaron auditorías a los laboratorios de PDVSA en los Distritos: Barinas, Apure y Maracaibo.
- Con relación a la plataforma venezolana: Se firmaron Memoranda de Entendimiento para la discusión y posterior formación de consorcios de capital mixto con PDVSA, para la fabricación y construcción de plataformas de acero y concreto e inclusión de las cooperativas y EPS en el estudio para evaluar y cuantificar las capacidades nacionales y la participación nacional de Proyectos Gasíferos en Venezuela.
- En cuanto al proyecto Pozo Venezolano: Se establecieron mesas técnicas de trabajo entre PDVSA y representantes empresariales del sector de bienes y servicios petroleros para la identificación de áreas prioritarias de desarrollo. En el Distrito Social Apure, se hizo la sustitución de equipos de flotación, utilizados en los revestidores.

Adicionalmente, PDVSA evaluará oportunidades para el desarrollo de productos petroquímicos en nuestras refinerías en el exterior y proveer a PEQUIVEN, de manera oportuna, de materias de base y otras materias primas.

La ejecución del Plan Corporativo de PDVSA incluye las siguientes iniciativas:

### a) Desembolsos por Inversiones

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de negocios necesitará, aproximadamente US\$ 77.340 millones para alcanzar una producción sostenible de 5,8 MMBD para el 2012. PDVSA espera proveer cerca de 70% de los fondos requeridos para este plan de sus propios recursos y, 30% por medio de inversiones de terceros. La siguiente tabla muestra un sumario de los gastos de capital real y estimado.

Tabla 2- Desembolsos por inversiones por las filiales de sector nacional (expresado en MMUS\$)

	Plan 2006-2012							
	<sup>(1)</sup> 2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Exploración	303	518	397	505	413	284	24	2.444
Producción	3.121	2.802	2.506	2.387	2.400	2.485	998	16.699
Empresa Mixtas	200	523	660	527	467	361	253	2.991
CO Acuerdos <sup>(2)</sup>	62	-	-	-	-	-	-	62
Orinoco Actual <sup>(3)</sup>	196	300	283	309	388	320	695	2.491
Orinoco Nuevo <sup>(3)</sup>	-	305	14	1.576	4.533	3.542	6.493	16.463
AGC <sup>(4)</sup>	113	209	289	174	369	380	133	1.667
Gas	1.219	3.400	2.469	2.197	2.534	2.201	2.176	16.196
Refinación (5)	356	720	3.259	3.733	3.834	3.290	1.094	16.286
Comercio y Suministro	256	1.293	128	73	117	126	48	2.041
<b>Total</b>	<b>5.826</b>	<b>10.070</b>	<b>10.005</b>	<b>11.481</b>	<b>15.055</b>	<b>12.989</b>	<b>11.914</b>	<b>77.340</b>

(1) Cifras reales

(2) Antiguos convenios operativos

(3) Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco

(4) Ganancias Compartidas

(5) Incluye Refinería Isla

PDVSA sigue comprometida a mantener altos estándares de seguridad y salud en el desarrollo de todas sus operaciones. Orientándose para alcanzar una integración de tecnología de negocios, efectiva y a tiempo, dentro de sus actividades operacionales para desarrollar una ventaja competitiva sostenible. Continuamente se dota al personal con entrenamiento de calidad. Además, el plan de negocios se esfuerza en asistir en el fortalecimiento de la economía nacional y contribuir con los programas sociales: educación, salud y, creación de trabajos.

### b) Exploración, Producción y Mejoramiento de Crudos y Productos

Las estrategias de exploración y producción se enfocan hacia el aumento de los esfuerzos en la búsqueda de nuevas reservas de crudo liviano y mediano, y el reemplazo sistemático de estas reservas en áreas tradicionales, para desarrollar nuevas áreas de producción, ajustando las actividades de producción de acuerdo con las demandas del mercado y con los acuerdos alcanzados entre los miembros de la OPEP y otros países productores de petróleo. Con ésta finalidad se adquirieron 5.150 Km<sup>2</sup> de líneas sísmicas 2D; 21.530 Km<sup>2</sup> de líneas sísmicas 3D; y se perforaron aproximadamente 219 pozos de exploración. PDVSA perforará unos 6.525 pozos de producción y ejecutará el mantenimiento (Ra/Rc) en 8.343 pozos, entre otras actividades, a fin de alcanzar una capacidad de producción de 5,8 MMBD para el año 2012. PDVSA también se esforzará en mantener los costos de producción competitivos utilizando tecnología de punta. Los primeros cuatro proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco han sido completados y están en operación: Hamaca (una empresa mixta de PDVSA – ConocoPhillips – Chevron); Petrozuata (una empresa mixta entre PDVSA y ConocoPhillips); Cerro Negro (una empresa mixta entre PDVSA – ExxonMobil – BP); y Sincor (una empresa mixta PDVSA – Total – Statoil). Al 31 de

- Iniciativas de Industrialización de los Hidrocarburos sector plástico: Se continuó trabajo de integración con representantes de Asociación Venezolana de Industrias Plásticas (AVIPLA), Asociación Venezolana de la Industria Química y Petroquímica (ASOQUIM), Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN), Corporación Americana de Resinas C.A. (CORAMER), Ministerio de Industrias Ligeras y Comercio (MLCO), Ministerio de Ciencia y Tecnología (MCT) y PDVSA, para definir los planes estratégicos y de acción para la activación del Centro Nacional del Plástico y del Caucho (CNPC) como plataforma para el desarrollo del Plan Nacional del Plástico. Igualmente, se apoyó y asesoró a empresas interesadas en desarrollar la transformación de polímeros en bienes terminados.
- Industrialización de corrientes del gas: Se determinó la demanda para el desarrollo del Plan de Gasificación Nacional; Se identificaron las mejores prácticas argentinas en procesos de gasificación, proporcionando recomendaciones en el uso de medidores, tuberías y conexiones de polietileno; así como lo relacionado con redes de gasificación. También se asesoró a empresas interesadas en desarrollar productos asociados al Plan de Gasificación Nacional orientadas a la Sustitución de Importaciones.

Con la finalidad de proporcionar oportunidades para el sector empresarial de tipo asociativo en el Plan Gubernamental “Compras del Estado”, durante el año 2006, se conformaron alianzas que incorporaron a más de 369 EPS y 6.524 asociados, en bienes, obras y servicios en la Región de Occidente.

### **3. Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos**

#### **a) Antonio Ricaurte**

El proyecto Tubería de Gas Transcribeño Antonio Ricaurte, se inició durante el año 2006 para el intercambio gasífero entre Venezuela y Colombia y, contempla seguir la ruta Puerto de Ballena, en Colombia, hasta la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en Venezuela. Tendrá un costo aproximado de \$335 millones con una longitud aproximada de 225 kilómetros. Los primeros cuatro años transportará gas desde Colombia hasta Venezuela y, posteriormente, desde Venezuela hacia Colombia. Al 31 de diciembre de 2006, el saldo de estas obras en progreso es, aproximadamente, de \$114 millones.

#### **b) Ceuta – Tomoporo**

El proyecto Integral Ceuta – Tomoporo, tiene como objetivo maximizar la recuperabilidad del valor de las reservas de crudo del campo Ceuta – Tomoporo en el occidente del país, el cual tiene reservas estimadas de 1.000 millones de barriles de petróleo crudo de 23,6° API. El costo total estimado del proyecto es de \$1.200 millones, con un promedio de producción de petróleo crudo entre 90 MBD y 277 MBD, y se estima que el proyecto de desarrollo de estas reservas culmine en el año 2021. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005 el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de \$253 millones y, \$181 millones, respectivamente.

#### **c) Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho**

El proyecto Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), comprende la construcción de una infraestructura en Güiria, Estado Sucre, para el desarrollo e industrialización del gas natural proveniente de la costa afuera oriental. El costo total de la obra se estima en \$334 millones y los ingresos del proyecto estarán constituidos por la venta de parcelas de uso industrial desarrolladas y dotadas de todos los servicios. En este complejo se recibirán las diferentes corrientes de gas provenientes de los proyectos de desarrollo de gas costa afuera nororiental, incluyendo Plataforma Deltana, Mariscal Sucre y otros planificados a mediano y largo plazo. Estos volúmenes de gas serán destinados, en primer lugar, para abastecer los requerimientos del mercado interno venezolano y los planes nacionales de industrialización. Los volúmenes excedentes de gas serán exportados como Gas Natural

Licuado (GNL). El alcance del CIGMA incluye también la instalación de la planta de GNL, requerida para este propósito. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005 el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de \$33 millones y, \$18 millones, respectivamente.

#### **d) Complejo Criogénico de Occidente**

El proyecto Complejo Criogénico de Occidente (CCO), tiene como objetivo optimizar el esquema de procesamiento del gas natural en la región occidental del país. La inversión estimada es de \$600 millones. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de \$108 millones y, \$45 millones, respectivamente.

#### **e) Gas Anaco**

El proyecto Gas Anaco, tiene como objetivo incrementar la producción de gas para satisfacer la demanda interna. Actualmente, está en proceso la perforación de los pozos exploratorios localizados en el norte de Anaco, en el Estado Anzoátegui. Este proyecto incluye el diseño y construcción de facilidades para incrementar la producción diaria a 2.400 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas y 35 mil barriles diarios (MBD) de crudo liviano, para el año 2007. La inversión total estimada es \$732 millones. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente de \$612 millones y, \$297 millones, respectivamente.

#### **f) Interconexión Centro Occidente (ICO)**

El proyecto ICO, tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región central y este de Venezuela (Anaco, Estado Anzoátegui - Barquisimeto, Estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, Estado Zulia - Amuay, Estado Falcón), con la finalidad de cubrir la demanda de gas en el occidente del país, expandir la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación y promover el desarrollo industrial y comercial en las áreas cercanas a la construcción de este sistema de transmisión. La inversión estimada es \$413 millones y, se espera que finalice en el año 2008. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente de \$242 millones y, \$128 millones, respectivamente.

#### **g) Jose 250**

El proyecto Jose 250, tiene como objetivo incrementar la capacidad de procesamiento de gas asociado generado en los campos de San Joaquín, Jusepín y Pirital del oriente del país, para satisfacer la demanda del mercado doméstico y el suministro de gas inyectado a los procesos de recuperación secundaria de los campos petroleros del norte del Estado Monagas. El proyecto consiste en la construcción de tres nuevas plantas de extracción líquida, una unidad de fraccionamiento y la expansión del Terminal Marino del Condominio Jose; así como la construcción y expansión de tuberías para GNL. La inversión total estimada en este proyecto es de \$664 millones y se estima que el proyecto culmine en el año 2009. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de \$21 millones y, \$4 millones, respectivamente.

#### **h) Mariscal Sucre**

El proyecto Mariscal Sucre de Gas Natural Licuado, tiene como objetivo el desarrollo y explotación de las reservas de gas no asociado costa afuera; así como también, la construcción de una planta de GNL, que contempla una producción de gas de 1.200 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y el procesamiento de 4,7 millones de toneladas métricas por año (MMT/A) de GNL; 300 MMPCD de gas metano que estará dirigido a satisfacer la demanda del mercado interno y el resto, será exportado. La inversión requerida para el desarrollo de los campos costa afuera, la planta de GNL y la infraestructura asociada se estima en \$2.700

millones. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de \$32 millones y, \$17 millones, respectivamente.

#### **i) Plataforma Deltana**

El proyecto de gas de la Plataforma Deltana, contempla la participación de terceras partes para culminar la exploración y futuro desarrollo del área. PDVSA completó la fase inicial del proyecto, incluyendo estudios sísmicos 3D y la perforación de cuatro pozos exploratorios que finalizaron en julio de 2003, con resultados exitosos en tres de éstos. La inversión total estimada es \$3.810 millones, incluyendo la participación de PDVSA. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente de \$157 millones y, \$145 millones, respectivamente.

#### **j) Rafael Urdaneta**

El estimado de inversión total para el proyecto es de US\$ 2.900 millones. Desarrollo de las reservas de gas no asociados ubicadas en el Golfo de Venezuela, principalmente en los campos Róbalo, Barracuda, Merluza, Liza y Sierra, y del Noreste de Falcón, con el fin de producir unos 1000 MMPCD que serán destinados al Mercado interno (300 MMPCD) y a la exportación (770 MMPCD, unas 4.7 MMT/A). El propósito del proyecto está orientado hacia la ejecución de actividades de exploración, desarrollo de la infraestructura para la producción de gas Costa Afuera, de las tuberías necesarias para el transporte del gas y los condensados, una planta de licuación de gas con una capacidad de producción estimada de 4,7 MMT/A, y las facilidades de embarque necesarias para manejar buques modernos de LGN.

#### **k) Mercado Interno**

El proyecto consiste en el desarrollo de la Ingeniería, Procura, Construcción y Puesta en Operación de 462 km. de Gasoductos, 14 Estaciones de Válvulas y tres (3) Plantas Compresoras (150.000 Hp) con capacidad de transportar 2.000 MMPCD desde el Centro de Acopio CIGMA (Güiria) hasta el Mercado Interno (Margarita, Puerto La Cruz, Jose, Muscar), en el año 2010. Se prevé una primera fase Güiria - San Antonio del Golfo para el tercer trimestre de 2008, que transporte 600 MMPCD disponibles del Proyecto Mariscal Sucre. Se generará desarrollo sustentable en las áreas de influencia del proyecto durante su ejecución.

El estimado de inversión total es de US\$ 752 millones. Para el 31 de diciembre del año 2006, la inversión total en este proyecto alcanzó US\$ 48 millones.

#### **l) Proyecto de Conversión Profunda en la Refinería de Puerto La Cruz**

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extra pesados para cubrir la demanda interna y exportar combustible. Consiste en el diseño, procura, construcción, instalación y puesta en servicio de unidades para procesar 210 MBD de crudo. La inversión total estimada es US\$ 1.600 millones, y se estima su culminación en el año 2011. Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente US\$ 20 millones y, US\$ 2 millones, respectivamente.

#### **m) Proyecto de Conversión Profunda en la Refinería El Palito**

Este proyecto tiene como objetivo la adecuación de esta refinería para el procesamiento de 140 MBD de crudo pesado y extra pesado con mínima producción de residuales, garantizando la producción de productos livianos (gasolinas/destilados) con calidad de exportación y mejorar el margen de refinación, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. Está orientado hacia el aumento del procesamiento de crudo pesado y extrapesado en el parque refinador nacional y permitirá cambiar la dieta de la refinería de crudos de 28° API a 22° API. La inversión total estimada es US\$ 1.771 millones, y se estima culminarlo en el año 2011. Al 31 de

diciembre de 2006 y 2005, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente US\$ 9 millones y, US\$ 4 millones, respectivamente.

#### **n) Proyectos de Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela**

Se está diseñando la refinería Cabruta para procesar 400 MBD de petróleo de gravedad API de 8.50 de la Faja Petrolífera del Orinoco. También está diseñada para producir productos refinados de alta calidad: gasolina, destilados y combustible de aviones y para exportación. Tendrá una unidad de conversión profunda según lo planeado, basada en la tecnología HDH PLUS. La refinería estará en Cabruta al sur del Estado Guárico. Las operaciones comenzarán en el año 2011. La refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 50 MBD de Guafita Blend de 28° de gravedad API. Está orientada a satisfacer la demanda regional del mercado de combustible. El esquema de configuración de este proceso no involucra procesos de conversión profunda. Se espera que las operaciones comiencen para el año 2010. La refinería de Caripito está diseñada para procesar 50 MBD de petróleo pesado oriental venezolano. Estará orientada a satisfacer la demanda regional de asfalto y combustibles. Se espera que las operaciones comiencen en el año 2009.

### **IV. Principales Actividades**

#### **1. Exploración**

Las Reservas probadas de petróleo de la República Bolivariana de Venezuela han continuado incrementándose, a través de los años, con una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2006 en aproximadamente 60.400 MMBls. La producción comercial de petróleo en Venezuela está concentrada en la Cuenca Occidental del Estado Zulia, en la Cuenca Meridional Central de Barinas y Apure y en la Cuenca Oriental de los Estados Monagas y Anzoátegui. Los numerosos campos en producción de esas tres (3) cuencas se distribuyen ampliamente en la geografía nacional y, en consecuencia, el riesgo de la producción se diversifica substancialmente. La producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2006 para la cuenca Occidental de Zulia es de 41.200 MMBls, en la Cuenca Meridional Central Barinas y Apure es de 1.300 MMBls, y en la cuenca Oriental de Monagas y Anzoátegui es de 17.900 MMBls. Una porción substancial de las cuencas sedimentarias en Venezuela aún no han sido exploradas. Actualmente, el Proyecto Magna Reserva se encuentra en la fase de cuantificación y certificación de las reservas (ver capítulo III N° 1, letra a).

La tabla siguiente muestra las reservas probadas y probadas desarrolladas, la producción 2006 y, la relación de las reservas probadas con respecto a la producción anual en cada una de las cuencas principales al 31 diciembre de 2006:

Tabla 3 – Reservas y Producción de Venezuela por Cuenca  
Al 31 de diciembre, 2006

	2006			
	Probadas (1)	Probadas Desarrolladas	Producción	Relación Res./Prod
	(MMBIs al 31/12/2006)		(MBD)	(años)
<b>Petróleo (2)</b>				
Occidental – Zulia	20.689	6.277	1.179	48
Meridional Central - Barinas y Apure	1.869	933	87	59
Oriental - Monagas y Anzoátegui	64.766	12.410	2.001	89
<b>Total Petróleo</b>	<b>87.324</b>	<b>19.620</b>	<b>3.267</b>	<b>73</b>
<i>De Extra pesado</i>	45.983	6.316	748	168
<b>Gas Natural en Bpe (3)</b>				
Occidental – Zulia	6.024	4.217	194	85
Meridional Central - Barinas y Apure	41	29	5	57
Oriental - Monagas y Anzoátegui (4)	22.599	14.739	500	124
<b>Total Gas Natural en Bpe</b>	28.664	18.985	699	113
<b>Total Hidrocarburos en Bpe</b>	115.988	38.605	3.966	80

(1) Desarrolladas y no desarrolladas.

(2) La producción obtenida a boca de pozo incluye los condensados.

(3) Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural reinyectado).

(4) Incluye las reservas probadas de gas natural en la Faja Petrolífera del Orinoco del Orinoco, estimadas en 3,13 millones de barriles equivalentes al 31 de diciembre de 2006.

La tabla siguiente muestra para el 2006 la ubicación, el volumen de producción, año del descubrimiento, reservas probadas y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción anual para cada uno de los yacimientos de petróleo más grandes de PDVSA, al 31 de diciembre de 2006:

Tabla 4. Reservas probadas y producción de los principales campos para el año terminado el 31 de diciembre de 2006:

Nombre del Campo	Ubicación (Nombre del Estado)	2006	Año del	Reservas	Relación de
		Producción (MBD)	Descubrimiento	Probadas (MMBLS)	Reservas Probadas/ Producción (años)
Zuata Principal	Anzoátegui	291	1985	14.304	135
Cerro Negro	Anzoátegui	115	1979	7.118	170
Cerro Negro	Monagas	47	1979	6.348	367
Tía Juana Lago	Zulia	163	1925	3.746	63
Huyapari	Anzoátegui	156	1979	3.690	65
Bare	Anzoátegui	73	1950	1.939	73
El Furrial	Maturín	395	1986	1.902	13
Mulata	Maturín	241	1941	1.831	21
Bloque VII Ceuta	Zulia	136	1956	1.816	37
Bachaquero Lago	Zulia	114	1930	1.669	40
Boscán	Zulia	109	1946	1.488	37
Urdaneta Oeste	Zulia	102	1955	1.451	39
Santa Bárbara	Monagas	137	1941	1.371	27
Lagunillas Lago	Zulia	81	1925	1.326	45
Uverito	Maturín	0	1949	1.237	-
Tía Juana Tierra	Zulia	34	1925	1.216	98
Lagunillas Tierra	Zulia	59	1925	1.073	49

## Reservas

Datos geológicos y de ingeniería son utilizados para estimar las reservas probadas de petróleo y gas natural, incluyendo las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Estos datos demuestran, con razonable certeza, las reservas recuperables, en los años futuros, de los yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas y de operación existentes. Se espera recuperar las reservas probadas de petróleo y gas natural principalmente de pozos nuevos y, en el área que no ha sido perforada usando equipos y métodos de operación disponibles. Las estimaciones de reservas no son exactas y, están sujetas a revisión. Estas reservas de petróleo y gas natural son revisadas anualmente para considerar, entre otras cosas, los niveles de la producción, las revisiones del campo, la adición de nuevas reservas por descubrimientos y estudios de factibilidad económica. Las reservas probadas estimadas pueden ser materialmente diferentes de las cantidades de petróleo y gas natural que se recuperan en última instancia.

El petróleo y el gas natural representaron 75% y 25%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de petróleo y gas natural sobre una base equivalente de petróleo al 31 de diciembre de 2006.

## Petróleo

Se estimaron reservas probadas de crudo al 31 de diciembre de 2006 por aproximadamente 87.324 MMBIs (incluyendo un estimado de 45.983 MMBIs de petróleo extra-pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco. Adicionalmente, Venezuela estima reservas probadas de gas natural son aproximadamente 166.249 MMMPC, de los cuales 16.447 MMMPC están asociados a crudo extra-pesado. De acuerdo con los niveles de producción del año 2006, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extra-pesado, que requerirán

un significativo desarrollo futuro incluyendo los costos para producir y refinar, tienen una vida restante de, aproximadamente 73 años.

Del 31 de diciembre de 1995 al 31 de diciembre de 2006, las reservas probadas de crudo de PDVSA se incrementaron en 23.400 MMBIs y nuestras reservas probadas de gas natural aumentaron en 4.400 MMBIs equivalentes de petróleo.

En 2006, 2005 y 2004, nuestra tasa de reemplazo de reservas de crudo fue de 713%, 52% y 104%, respectivamente. Estas variaciones resultaron de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y del uso de la tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo.

### Gas Natural

Se tienen reservas probadas desarrolladas de gas natural que ascienden a 166.249 MMMPC (ó 28.664 MMBpe) al 31 de diciembre de 2006. Las reservas de gas natural de PDVSA abarcan el gas asociado que es un elemento incidental generado al desarrollar nuestras reservas de petróleo. Una alta proporción de nuestras reservas probadas de gas natural están desarrolladas. Durante el año 2006, aproximadamente 43% del gas natural que se produjo fue reinyectado con el fin de mantener la presión de los pozos.

La tabla siguiente muestra las reservas probadas de petróleo y de gas natural, que incluyen las reservas probadas y probadas desarrolladas.

Tabla 5- Reservas probadas de Venezuela al 31 de diciembre 2006 cifras expresada en millones de barriles (MMBIs) a menos que se indique lo contrario

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<b>Reservas Probadas</b>					
Condensado	1.870	1.833	1.867	1.919	1.900
Liviano	9.735	9.747	9.830	10.078	10.012
Mediano	12.345	12.456	12.487	12.340	12.450
Pesado	17.391	17.533	17.708	17.617	17.414
Extrapesado (1)	45.983	38.443	38.690	35.186	35.381
<b>Total Petróleo</b>	<b>87.324</b>	<b>80.012</b>	<b>80.582</b>	<b>77.140</b>	<b>77.157</b>
<b>Relación Reservas/Producción</b>					
<b>(Años)</b>	<b>73</b>	<b>67</b>	<b>69</b>	<b>74</b>	<b>70</b>
Gas Natural (MMMPC) (2)	166.249	152.264	151.479	150.040	147.111
Gas Natural (Bpe) (2)	28.664	26.252	26.117	25.869	25.364
<b>Total hidrocarburos en Bpe</b>	<b>115.988</b>	<b>106.264</b>	<b>106.699</b>	<b>103.009</b>	<b>102.521</b>
<b>Reservas Probadas Desarrolladas</b>					
Condensado	407	321	387	416	419
Liviano	2.760	2.359	2.772	2.760	2.716
Mediano	4.812	5.026	5.471	5.419	5.533
Pesado	5.333	5.406	4.569	4.683	4.877
Extrapesado (1)	6.308	3.826	4.076	3.010	2.154
<b>Total Petróleo</b>	<b>19.620</b>	<b>16.938</b>	<b>17.275</b>	<b>16.288</b>	<b>15.699</b>

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Gas Natural (MMMPC)	110.108	106.726	106.035	105.030	102.190
Gas Natural (Bpe)	18.985	18.401	18.282	18.109	17.619
<b>Total hidrocarburos en Bpe</b>	<b>38.605</b>	<b>35.339</b>	<b>35.557</b>	<b>34.397</b>	<b>33.318</b>

**Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs total de reservas probadas (3)**

Petróleo	22%	21%	21%	21%	20%
Gas Natural	66%	70%	70%	70%	69%

- (1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situado en la Faja Petrolífera del Orinoco tienen un bajo grado de desarrollo. De las reservas probadas totales que se explotaron bajo proyecto de la Faja Petrolífera del Orinoco, al 31 de diciembre de 2006, aproximadamente 2.128 MMBls fueron desarrolladas según los términos de cuatro convenios de asociación en los que PDVSA tiene un porcentaje de participación menor de 50%.
- (2) Incluye 16.447 MMMPC, 13.819 MMMPC, 13.649 MMMPC, 12.427 MMMPC, 12.454 MMMPC en cada uno de 2006, 2005, 2004, 2003 y 2002, respectivamente, asociados a las reservas extrapesadas del petróleo.
- (3) Las reservas probadas desarrolladas entre las reservas probadas totales.

**Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos**

En el año 2006, la División Oriental de PDVSA descubrió nuevas reservas de hidrocarburos (probadas + probables) de, aproximadamente, 85 millones de barriles de petróleo y 387 MMMPC de gas asociado. Específicamente en el noroeste del Estado Monagas; el pozo SBC-136 adicionó nuevas reservas con 36 millones de barriles de crudo y 85 MMMPC de gas asociado. Además, el pozo TAC-4x fue descubierto con 15 millones de barriles de petróleo y 62 MMMPC de gas asociado. Asimismo, en el 2006 las reservas del pozo CHL-8, perforado en 2005, fueron incorporadas con 34 millones de barriles de petróleo y 240 MMMPC de gas asociado.

En la cuenca Barinas - Apure, en la Cuenca Meridional Central de país, el pozo GF-205X incorporó reservas de petróleo de 127 millones de barriles, extendiendo la vida del campo Guafita hacia el este. Adicionalmente, el pozo CAI-12X descubrió 11 millones de barriles de petróleo y 2 MMMPC de gas asociado. Al norte de la Cuenca del Lago de Maracaibo, División Occidental de PDVSA, el pozo VLA-1520 fue perforado y completado, finalizando la evaluación e incorporando reservas de 10 millones de barriles de petróleo y 17 MMMPC de reservas de gas.

**Operaciones**

Se mantiene un programa activo de exploración y desarrollo diseñado para aumentar nuestras reservas probadas de petróleo y la capacidad de producción. Los esfuerzos de PDVSA han sido exitosos al aumentar sus reservas probadas de petróleo y gas natural en cada uno de los últimos 20 años. Desde el año 1992, se inició un programa diseñado para atraer e incorporar la participación del sector privado en las actividades de exploración y producción. Normalmente, se conducen las actividades de exploración y desarrollo en la Cuenca Occidental de Zulia, Barinas Occidental, la cuenca de Apure y la Cuenca de Oriente en los Estados Monagas y Anzoátegui. Se está conduciendo una extensiva actividad de exploración y desarrollo en la Faja Petrolífera del Orinoco de la Cuenca Oriental y en otras Cuencas, independientemente o junto con socios extranjeros, a través de empresas a riesgo compartido.

En el año 2006, nuestros gastos de exploración fueron utilizados, principalmente, para la perforación de 19 pozos exploratorios y la adquisición de 617 kilómetros cuadrados de líneas sísmicas 3D. Asimismo, en el año 2006 fueron incorporadas 8.504 MMBls de reservas probadas (82 MMBls de reservas descubiertas, 31 MMBls por pozos de desarrollo y 8.391 MMBls de revisiones), comparado a 623 MMBls en 2005 (144 MMBls de reservas descubiertas, 35 MMBls por pozos de desarrollo y 444 MMBls de revisiones), 4.601 MMBls en 2004 (319 MMBls de reservas descubiertas, 145 MMBls por pozos del desarrollo y 4.137 MMBls de revisiones), 250 MMBls en 2003 (162 MMBls de reservas descubiertas y 88 por pozos de desarrollo), 238 MMBls en 2002 (135 MMBls de nuevas reservas descubiertas y 103 por pozos de desarrollo). En 2006, invertimos US\$ 1.590 millones en 529 pozos del desarrollo y otras instalaciones.

La tabla siguiente resume las actividades de perforación para los períodos indicados:

Tabla 6- Actividad de perforación de PDVSA para el año finalizado el 31 de diciembre de 2006, (número de pozos)

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Pozos completados	4	5	1	3	3
Pozos suspendidos	1	0	0	1	2
Pozos bajo evaluación	5	2	1	0	0
Pozos en progreso	2	8	2	3	3
Pozos secos o abandonados	<u>7</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>0</u>	<u>2</u>
<b>Total</b>	<b><u>19</u></b>	<b><u>16</u></b>	<b><u>5</u></b>	<b><u>7</u></b>	<b><u>10</u></b>
Pozos de arrastre	10	6	1	5	7
<b>Pozos de Desarrollo perforados (1)</b>	543	379	313	206	366

(1) Incluye los pozos en progreso, incluso si fueron comenzados en años anteriores. Excluye 41 pozos de desarrollo de PDVSA Gas y 45 pozos atribuibles a los Antiguos Convenios Operativos/Empresas Mixtas.

Conforme a los proyectos de petróleo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco del Orinoco, en el año 2006 no se perforó ningún pozo exploratorio y se perforaron 73 pozos de desarrollo/avanzada; en el año 2005, no hubo perforación exploratoria y se perforaron 107 pozos de desarrollo/avanzada; en el año 2004, no se perforaron pozos exploratorios, y se perforaron 122 pozos de desarrollo y 33 pozos estratigráficos. En el año 2003, no se perforó ningún pozo exploratorio y se perforaron 64 pozos de desarrollo. En el año 2002, se perforaron 17 pozos exploratorios y 144 pozos de desarrollo. Al 31 de diciembre de 2006 se operaron, aproximadamente, 16.665 pozos de crudo.

## 2. Producción

Tabla 7- Producción de petróleo crudo a nivel nación para el año terminado al 31 de diciembre de;

	2006	2005	2004	2003	2002
Gestión propia de producción de petróleo crudo (1)	2.315	2.109	2.066	1.864	2.070
Convenios Operativos (2)	116	497	518	465	481
Empresas mixtas (2)	241	-	-	-	-
Convenos de exploración a riesgo	1	5	1	-	-
Participación de PDVSA en las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco:					
PDVSA Sincor	65	73	66	60	42
PDVSA Cerro Negro	48	51	50	42	42
Corpoguanipa	47	50	32	20	8
Petrozuata	59	60	62	52	57
	219	234	210	174	149
Crudo extrapesado (menos de 8 grados API)	15	61	38	59	16
<b>Total Producción Propia de PDVSA</b>	<b>2.907</b>	<b>2.906</b>	<b>2.833</b>	<b>2.562</b>	<b>2.716</b>
Participación de los terceros en las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco:					
Sincor	107	118	108	98	69
Cerro Negro	67	71	70	59	59
Ameriven	109	118	75	46	18
Petrozuata	60	61	62	52	58
	343	368	315	255	204
<b>Producción Nación</b>	<b>3.250</b>	<b>3.274</b>	<b>3.148</b>	<b>2.817</b>	<b>2.920</b>

(1) Incluye petróleo crudo condensado de planta por 5 MBD, en los años 2006 y 2005.

(2) Los convenios operativos se mantuvieron vigentes hasta el 31 de marzo de 2006 y, a partir de esa fecha, sus actividades migraron a empresas mixtas. La mayoría de los estados financieros de las empresas mixtas fueron auditados por contadores públicos independientes distintos a los de PDVSA

En el 2006, la producción fiscalizada total del petróleo en Venezuela ascendió a 3.250 MBD, que incluye 2.907 MBD de la producción de PDVSA y 343 MBD de la Alícuota de Terceros en las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco del Orinoco.

La producción promedio de petróleo atribuible a PDVSA en el año 2006 fue de 2.907 MBD (incluyendo 219 MBD correspondiente a la participación de PDVSA en la Faja Petrolífera del Orinoco). Durante el año 2006, nuestro costo promedio de producción de petróleo fue aproximadamente de 4,34 \$/Bl.

En promedio durante el 2006, nuestra producción del gas natural fue de 7.072 MMPC (ó 1.219 sobre una base en miles de barriles equivalentes de petróleo), de la cual 3.019 MMPC (43%), fueron reinyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta del gas natural fue de 4.053 MMPC.

La producción promedio de gas de las áreas de PDVSA (Anaco – Bloque E), durante el año 2006, fue de 1.568,7 MMPC (lo que equivale a 270.470 de barriles equivalentes de petróleo). La distribución o balance del gas (1.568,7 MMPC) fue distribuida de la siguiente manera: 6% en las operaciones correspondiente a la producción de LGN; 4% en las operaciones propias de producción; 7% correspondiente a las mermas y venteo; el resto (83%) fue dispuesto para la venta a los sectores industriales metalúrgico, eléctrico, petroquímico, petrolero y doméstico.

PDVSA Gas, cuenta con una extensa red de gasoducto, que le permite realizar la distribución hacia las regiones central costera y sur del país.

La tabla siguiente resume la producción diaria de petróleo y de gas natural de PDVSA, por tipo, cuenca, precio de venta y, el costo de producción promedio para el período especificado.

Tabla 7- La producción de PDVSA, el precio de venta y el costo de producción promedio en el año terminado al 31 de diciembre de 2006 (en miles de barriles por día, a menos que se indique lo contrario):

	<u>2006</u>	<u>2005</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<b>Producción de Petróleo</b>					
Condensado	125	18	25	22	46
Liviano	642	776	767	727	774
Mediano	1.020	999	1.001	914	962
Pesado + Extrapesado (1)	1.120	1.113	1.040	899	934
<b>Total Petróleo</b>	<b>2.907</b>	<b>2.906</b>	<b>2.833</b>	<b>2.562</b>	<b>2.716</b>
Líquidos del Gas Natural	177	165	166	144	173
<b>Total petróleo y LGN</b>	<b>3.084</b>	<b>3.071</b>	<b>2.999</b>	<b>2.706</b>	<b>2.889</b>
<b>Gas Natural (MMPCD)</b>					
Producción Bruta	7.072	7.008	6.566	5.938	6.023
Menos: reinyectado	3.019	2.920	2.747	2.506	2.351
<b>Gas natural neto (MMPCD)</b>	<b>4.053</b>	<b>4.088</b>	<b>3.819</b>	<b>3.432</b>	<b>3.672</b>
<b>Gas natural neto (MBDPE)</b>	<b>699</b>	<b>705</b>	<b>658</b>	<b>592</b>	<b>633</b>
<b>Total hidrocarburos en Bpe</b>	<b>3.783</b>	<b>3.776</b>	<b>3.657</b>	<b>3.298</b>	<b>3.522</b>
<b>Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca</b>					
Occidental	1.180	1.187	1.238	1.121	1.332
Meridional Central	87	88	85	86	93
Oriental	1.640	1.631	1.510	1.355	1.291
<b>Total Petróleo</b>	<b>2.907</b>	<b>2.906</b>	<b>2.833</b>	<b>2.562</b>	<b>2.716</b>
<b>Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)</b>					
Occidental	1.123	1.255	1.187	1.031	1.261
Meridional Central	28	17	4	6	8
Oriental	5.921	5.736	5.375	4.901	4.754
<b>Total Gas</b>	<b>7.072</b>	<b>7.008</b>	<b>6.566</b>	<b>5.938</b>	<b>6.023</b>
<b>Precio de Exportación (2)</b>					
Crudo (\$ por barril)	55,21	45,32	32,22	24,35	21,19
Gas (\$ por MPC)	1,13	0,84	0,74	0,61	0,71

### **Costos de Producción (\$/Bpe) (3)**

Incluye los Ex Convenios

Operativos – Empresas Mixtas	4,34	3,93	3,77	3,85	3,92
Excluye los Ex Convenios					
Operativos – Empresas Mixtas	4,01	3,13	3,29	2,06	2,42

(1) Incluye la alícuota de Petrozuata y crudo menos de 8° API

(2) incluye ventas a las Filiales y a las afiliadas.

(3) El costo de producción por barril (para el petróleo, el gas natural y el líquido del gas natural), es calculado dividiendo la suma de costos directos e indirectos de producción (incluye propio consumo; excluye la depreciación y el agotamiento), por los volúmenes totales de la producción de petróleo, de gas natural y el líquido del gas natural.

La baja de producción en las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco para el año 2006 con respecto al año 2005 corresponde a paradas de plantas efectuadas en cada una de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco, lo cual disminuye el promedio anual de la producción.

#### **a) Asociaciones con Terceros**

##### **a-1) Empresas Mixtas**

#### **Gestión para la Conversión de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas**

Durante el año 2005, el MENPET (ahora Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo) realizó estudios de carácter jurídico y técnico sobre la situación de los 32 convenios operativos existentes, concluyendo que éstos contenían, entre otros elementos, cláusulas de honorarios basadas en el volumen y precio de los hidrocarburos producidos, lo cual contravenía la naturaleza de un simple contrato de servicios y resultaba incongruente con la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos.

El 12 de abril de 2005, el MENPET emitió instrucción a la Junta Directiva de PDVSA para que se corrigieran las omisiones o fallas de todos y cada uno de los convenios operativos en materia de hidrocarburos, y se evaluaran los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un período no mayor a un año. En el último trimestre del año 2005, todas las empresas operadoras de estos convenios suscribieron los denominados convenios transitorios, con el objetivo de revisar los acuerdos originales y conformar las nuevas empresas mixtas.

El 31 de marzo de 2006, la Asamblea Nacional aprobó los “Términos y Condiciones para la Creación de las Empresas Mixtas”; así como también el modelo de “Contrato para la Conversión a Empresa Mixta” con la finalidad de suscribirse con las entidades privadas que así lo decidieran. En esa misma fecha, se firmaron los respectivos “Memoranda de Entendimientos” para la migración de los convenios operativos a empresas mixtas, excepto las operadoras de dos de los convenios operativos que, voluntariamente, se abstuvieron de suscribir estos memoranda.

Según los “Términos y Condiciones para la Creación de las Empresas Mixtas”, aprobados por la Asamblea Nacional, dichas empresas operarían en un período de transición, comprendido entre el 1° de abril de 2006 y la fecha en que fuesen formalmente constituidas. Una vez constituidas, los términos contractuales serían aplicables en forma retroactiva desde el 1° de abril de 2006. Al 31 de diciembre de 2006, se habían constituido legalmente las siguientes 19 empresas mixtas, las cuales habían obtenido los respectivos derechos oficiales para desarrollar las actividades primarias según lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

A continuación la participación de PDVSA en las Empresas Mixtas

CAMPOS (25)	SOCIO	PAÍS	NOMBRE DE LA NUEVA EMPRESA MIXTA (21)	% PDVSA	% SOCIO
MENE GRANDE	REPSOL	ESPAÑA			
QUIRIQUIRE	REPSOL	ESPAÑA	PETROQUIRIQUIRE, S.A.	60,00%	40,00%
CARACOLES	CNPC	CHINA			
INTERCAMPO N.	CNPC	CHINA	PETRO SINO-VENEZOLANA, S.A.	75,00%	25,00%
FALCÓN ESTE	V.O.G.	VENEZUELA			
FALCÓN OESTE	V.O.G.	VENEZUELA	PETROCCUMAREBO, S.A.	60,00%	40,00%
AMBROSIO	PERENCO	FRANCIA			
PEDERNALES	PERENCO	FRANCIA	PETROVARAO, S.A.	60,00%	40,00%
CABIMAS	SUELOPETROL	VENEZUELA	PETROCABIMAS, S.A.	60,00%	40,00%
KAKI	INEMAKA	VENEZUELA	PETROLERA KAKI, S.A.	60,00%	40,00%
CASMA-ANACO	OPEN	VENEZUELA	PETROCURAGUA, S.A.	60,00%	40,00%
COLÓN	TECOPETROL	ARGENTINA	BARIPETROL, S.A.	60,00%	40,00%
ONADO	CGC	ARGENTINA	PETRONADO, S.A.	60,00%	40,00%
ORITUPANO-LEONA	PETROBRAS	BRASIL	PETRRORITUPANO, S.A.	60,00%	40,00%
LA CONCEPCIÓN	PETROBRAS	BRASIL	PETROMAYU, S.A.	60,00%	40,00%
ACEMA	PETROBRAS	BRASIL	PETROVENBRAS, S.A.	60,00%	40,00%
MATA	PETROBRAS	BRASIL	PETROKARIÑA, S.A.	60,00%	40,00%
BOSCÁN	CHEVRON	EE.UU.	PETROBOSCÁN, S.A.	60,00%	40,00%
LL-652	CHEVRON	EE.UU.	PETROINDEPENDIENTE, S.A.	74,80%	25,20%
<b>MONAGAS SUR</b>	<b>HARVEST V</b>	<b>EE.UU.</b>	<b>PETRODELTA, S.A. (1)</b>	<b>60,00%</b>	<b>40,00%</b>
GUJ. ORIENTAL	TEIKOKU	JAPÓN	PETROGUÁRICO, S.A.	60,00%	40,00%
DZO	BP	REINO UNIDO	PETROPERIJÁ, S.A.	60,00%	40,00%
BOQUERÓN	BP	REINO UNIDO	BOQUERÓN, S.A.	60,00%	40,00%
<b>B-2X 7090</b>	<b>HOCOL</b>	<b>REINO UNIDO</b>	<b>LAGOPETROL, S.A. (1)</b>	<b>80,00%</b>	<b>20,00%</b>
URDANETA OESTE	SHELL	REINO UNIDO	PETROREGIONAL DEL LAGO, S.A.	60,00%	40,00%

(1) Pendiente por firmar contratos de migración a empresas mixtas

Durante el año 2006 el Estado venezolano acordó con veintiuna (21) empresas petroleras nacionales e internacionales, la migración a Empresas Mixtas de los Convenios Operativos. Al 31 de diciembre de 2006 se habían firmado 19 de estos acuerdos, mediante los contratos para la conversión a Empresas Mixtas entre la CVP y cada una de las empresas petroleras.

Las Empresas Mixtas se constituyeron mediante un aporte de un mil millones de bolívares (Bs1.000.000.000,00), dividido en 100.000 acciones comunes con un valor nominal de diez mil bolívares cada una (Bs10.000,00), registrado como capital social inicial, de acuerdo con lo establecido en los Contratos para la Conversión a Empresas Mixtas en la cláusula 1.3 "Capital social y participación accionaria".

De acuerdo con lo establecido en las cláusulas para la Conversión a Empresa Mixta, la CVP y el socio minoritario, deben efectuar aportes adicionales de Capital, tanto en bolívares como en dólares de los Estados Unidos de América, en proporción a la participación en el capital accionario inicial en la empresa mixta.

El contrato para la conversión a empresa mixta, plantea la extinción automática de los convenios operativos a partir del 31 de marzo de 2006, sin que las empresas operadoras tuviesen derecho a recibir compensación alguna derivada de dichos convenios, salvo los pagos correspondientes al primer trimestre de 2006, ni tampoco efectuar reclamación alguna como consecuencia de la referida extinción. Adicionalmente, se acordó que los activos operados a esa fecha, por estos convenios operativos, fuesen puestos de inmediato a disposición de las empresas mixtas para el desarrollo de sus actividades, transfiriéndose posteriormente la propiedad de los convenios.

## Producción del año 2006 Empresas Mixtas

Los convenios operativos se mantuvieron vigentes hasta el 31 de marzo del año 2006 y, a partir de esa fecha sus actividades migraron a Empresas Mixtas. Durante los años 2006 y 2005, la producción de crudo bajo convenios operativos, fue de 116 y 497 MBD, respectivamente. Durante el año 2006 la producción de petróleo crudo de las empresas mixtas fue de aproximadamente 241 MBD.

### a-2) Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La producción de crudo mejorado alcanzó un promedio de 481 MBD.

Tabla 8- Convenio Faja - Reservas Producción

Proyecto	Participación Sector Privado	Participación de PDVSA	2006		2005		Rango (grado API) (3)
			Reservas MMBIs (1)	Producción MBD (2)	Reservas MMBIs (1)	Producción MBD (2)	
Petrozuata	Conoco Phillips	49,90	2.434	102	2.478	97	16-19
Sincor	TotalFina; Statoil	38,00	3.301	143	3.364	162	26-32
Ameriven	Chevron, Conoco Phillips	30,00	3.690	135	3.747	157	24-26
Cerro Negro	ExxonMobil, BP (4)	41,67	3.244	101	3.286	110	16-16

(1) Reservas probadas  
(2) Producción estimada  
(3) Promedio grados API  
(4) Anteriormente Veba Oel

Durante el año 2006 los convenios de asociación que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco, obtuvieron los siguientes logros:

#### Petrozuata

- Se completaron 23 pozos horizontales con una generación en el período, de 9,8 MBD.
- Se realizaron 104 servicios a pozos para mantenimiento de producción.
- Para el período se ha producido un volumen promedio de 118,7 MBD de crudo extrapesado; el promedio de producción de crudo mejorado fue de 101,8 MBD.

#### Cerro Negro

- No se han perforados pozos nuevos. En el periodo se realizaron 18 servicios a pozos para mantenimiento de producción.
- El promedio de producción de extrapesado para el año fue de 114,9 MBD, se produjo un promedio año de mejorado de 102 MBD de crudo mejorado, estos niveles reflejan la parada mayor del Mejorador realizada en el mes de marzo.

#### Sincor

- Inició la segunda campaña de perforación de pozos horizontales. A la fecha se han completado 222 pozos productores nuevos, de los cuales fueron completados mecánicamente 50 pozos con una generación de 4,9 MBD.
- Se ha producido un volumen promedio de producción de extrapesado de 171,6 MBD y se produjo un promedio año de mejorado de 143 MBD de crudo mejorado.
- Se han realizado 288 servicios con taladro a pozos, para mantenimiento de la producción.
- Se obtuvo certificado de Gestión Medioambiental de la norma ISO 14001, por la unidad acreditadora de ISO DNV Holanda.

- Puesta en operación del Compresor K1061, el cual permite procesar en la planta de Hidrógeno el gas combustible de origen interno, disminuyendo las emisiones y consumo del gas natural del Mejorador.
- Inicio de la producción de manera sostenida, de azufre sólido (25.000 Ton/mes).
- Durante el mes de agosto se registró la máxima producción del año: 204 MBD.

### **Ameriven**

- Se realizaron 50 servicios a pozos para mantenimiento de producción.
- Se realizó Parada Total del Mejorador, con inicio el 26 de junio y una duración de 50 días, durante la cual se produjeron volúmenes de extrapesado por el orden de 100 MBD con requerimiento de diluyente por, aproximadamente, 65 MBD de crudo mesa y se produjo un promedio año de mejorado de 135 MBD de crudo mejorado.

En fecha 26 de febrero de 2007, el Gobierno la República Bolivariana de Venezuela dictó el Decreto N° 5.200, con rango, valor y fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de acuerdo con el cual las asociaciones, denominadas Petrolera Zuata, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A., Petrolera Cerro Negro, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. deben transformarse en empresas mixtas, en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial que se designe, debe poseer no menos de 60% de sus acciones, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Asimismo, los existentes Convenios de Asociación a Riesgo y Ganancias Compartidas en el Golfo de Paria Oeste, Golfo de Paria Este y el bloque conocido como La Ceiba; así como también, la asociación denominada Orifuels SINOVEN, S.A., deben ser transformadas en empresas mixtas, bajo el mismo esquema mencionado anteriormente.

A tales efectos, se constituyeron comisiones de transición para cada una de las asociaciones, las cuales se incorporaron a sus directivas, con el fin de garantizar la transferencia del control sobre todas sus actividades, a las nuevas empresas estatales. Asimismo, este Decreto Ley concedió a los socios de las asociaciones, un plazo contado a partir de la fecha de su publicación, para acordar los términos y condiciones de su posible participación en las nuevas empresas mixtas. También, se concedió un plazo adicional para someter los señalados términos y condiciones a la Asamblea Nacional, con la finalidad de solicitar su autorización, de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Transcurrido el plazo establecido, sin que se hubiera logrado acuerdo para la constitución y funcionamiento de las empresas mixtas, la República Bolivariana de Venezuela, a través de PDVSA, asumirá directamente las actividades ejercidas por las diferentes asociaciones, para preservar su continuidad, en razón de su carácter de utilidad pública e interés social.

A los fines de garantizar la transferencia a PDVSA del control de las actividades que las asociaciones realizaran durante el periodo, y en seguimiento de lo establecido en el mencionado Decreto Ley, se constituyeron respectivas Comisiones de Transición. Con base en este Decreto Ley, a partir del 1° de mayo de 2007, PDVSA tomó el control de todas las instalaciones relacionadas con las asociaciones antes mencionadas

Con fecha 26 de junio de este año, se firmaron los correspondientes Memoranda de entendimiento para los casos en los cuales los participantes de los negocios antes mencionados acordaron los términos de la migración, en concordancia con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

Tabla 9- Correspondientes a los firmantes de los referidos términos:

PROYECTO	PARTICIPACION PDVSA	PARTICIPACION DE TERCEROS	
Cerro Negro	83,33%	BP	16,67%
SINCOR	60,00%	Total Statoil	30,32%
	70,00%	Chevron	9,68%
Ameriven			30,00%
Golfo de Paria Oeste (Corocoro)	74,00%	ENI	26,00%
Golfo de Paria Este (POSA)	60,00%	Ineparia Sinopec	8,00%
			32,00%

En los casos de Petrozuata y La Ceiba, PDVSA tomó 100% de Participación. PDVSA mantiene las conversaciones con CNPC y Petrochina para decidir la estructura definitiva, en el caso de Orifuels SINOVEN, S.A.

Actualmente se está desarrollando el proceso para el sometimiento a la Asamblea Nacional de los acuerdos obtenidos. Se estima que la Asamblea Nacional debería dar su autorización para la implementación de los términos y condiciones, para finales del mes de agosto del año 2007. Los acuerdos que se suscriban a los efectos de constituir las Empresas Mixtas, estarán exentos del pago de impuestos, tasas y contribuciones especiales o cualquier otra obligación tributaria.

### a-3) Convenios de Asociación a Riesgo y Ganancias Compartidas

Al 31 de diciembre de 2006 y 2005, CVP posee inversiones en acciones que representan su participación de 35% en las empresas mixtas a esas fechas, constituidas para cada área, como se indica a continuación:

Área	Socios de CVP	Empresa Mixta
Golfo de Paria Este	Ineparia, Inc - Conoco Venezuela, C.A. - ENI Venezuela B.V. (ENI) - OPIC Karimun Corporation (OPIC)	Administradora del Golfo de Paria Este, S.A.
Golfo de Paria Oeste	Conoco Venezuela, C.A. - ENI - OPIC	Compañía Agua Plana, S.A.
La Ceiba	Mobil Venezolana de Petróleos, Inc - PetroCanadá	Administradora Petrolera La Ceiba, C.A.

#### • Convenio de Asociación Área de Paria Este-Área POSA

En el año 2004 los inversionistas del Golfo de Paria Este, presentaron un plan de evaluación de los descubrimientos del Pozo Punta Sur 1X y 2X, el cual se encuentra en proceso de revisión por parte de CVP. Durante el año 2005 los inversionistas presentaron el plan de desarrollo POSA aprobado en el año 2006, el cual estima una producción de petróleo crudo de 22 MBD, la construcción de una unidad flotante de procesamiento y, despacho con capacidad para almacenar 400 mil barriles (MBIs) de petróleo crudo.

- **Convenio de Asociación Área Golfo de Paria Oeste- Proyecto Corocoro**

La participación accionaria de la CVP en este consorcio es de 35%. El Proyecto Corocoro continuó con las operaciones de la Fase I del plan de desarrollo las cuales fueron iniciadas en mayo de 2004. Siguiendo en progreso con el compendio de estas actividades durante el año 2005, se otorgaron contratos por un estimado de US\$ 80 millones. Durante el 2006 se han entregado contratos por US\$ 130,57 millones.

Se realizaron desembolsos de aportes de capital en el año 2005 por aproximadamente US\$ 48 millones y, en el año 2006 por US\$ 87,3 millones. Hasta la fecha la inversión acumulada es de US\$ 193,82 millones para este proyecto.

Debido al incremento de los costos de US\$ 557 millones a US\$ 810 millones en la ejecución de la Fase I (motivado a nuevos estimados de costos para los diferentes objetos de contratos del proyecto). En el mes marzo fue aprobado por el Comité de Control un Addendum al Plan de Desarrollo Original por cambio en el alcance del proyecto. Estas modificaciones permitieron una mayor participación de contratistas venezolanas para la fabricación e instalación de las facilidades de producción de Corocoro y, un incremento de la tasa inicial de producción desde 60 MBD hasta 70 MBD.

En cuanto a las operaciones, se finalizó la construcción del sistema flotante de almacenamiento (FSO) de 1,3 MMBIs de capacidad. Actualmente el buque de almacenamiento se encuentra en las Costas de Curacao; de igual forma se culminó la plataforma de Perforación con capacidad de 24 cabezas.

Es importante resaltar que para el año 2007 continúa la actividad de perforación de la Fase I, la cual consiste en la perforación de 14 pozos (6 productores, 6 inyectores de agua y 2 inyectores de gas). El proyecto global de infraestructura muestra un avance físico de 66,9%. Siguiendo el plan se espera que la Fase II comience en el año 2010.

- **Convenio de Asociación La Ceiba**

La producción entre los meses de enero y febrero de 2006 fue de 240,6 MBIs, mientras que en marzo cerró la producción temprana en el campo La Ceiba y se inició el procedimiento de aseguramiento de instalaciones y pozos (CEI-2X, CEI-3X, CEI-4X, CEI-5X y CEI-6X). Actualmente, existe un volumen aproximado de 10 MBIs. en las instalaciones y líneas de la Ceiba por desplazar.

### **3. Refinación**

#### **a) Capacidad de Refinación**

La estrategia aguas abajo de PDVSA está orientada hacia la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación tanto en Venezuela, como Centro y Sur América y mantenimiento de las refinerías en Estados Unidos de América y Europa, lo cual permite incrementar la manufactura y mejorar el rango de productos refinados de alto margen. PDVSA ha incrementado la complejidad de su capacidad de refinación en Venezuela; además, realizó inversiones importantes para convertir la capacidad mundial de sus activos de refinación de conversión simple a conversión profunda. La capacidad de conversión profunda de sus refinerías, en Venezuela, le ha permitido mejorar el rendimiento de productos de alto valor y, en consecuencia, fortalecer su portafolio de productos a exportación. Pruebas de ello, son el aumento del rendimiento en gasolina y destilados de 35% en 1976 a 66% en el 2006, y la disminución de la producción de gasoil de 60% a 11%, durante el mismo período.

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos de América y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial ha aumentado de 2.362 MBD en 1991 a 3.098 MBD para el 31 de diciembre de 2006. El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el 2006:

La siguiente tabla 10 muestra la capacidad de refinación y el porcentaje de participación de PDVSA al 31 de diciembre de 2006.

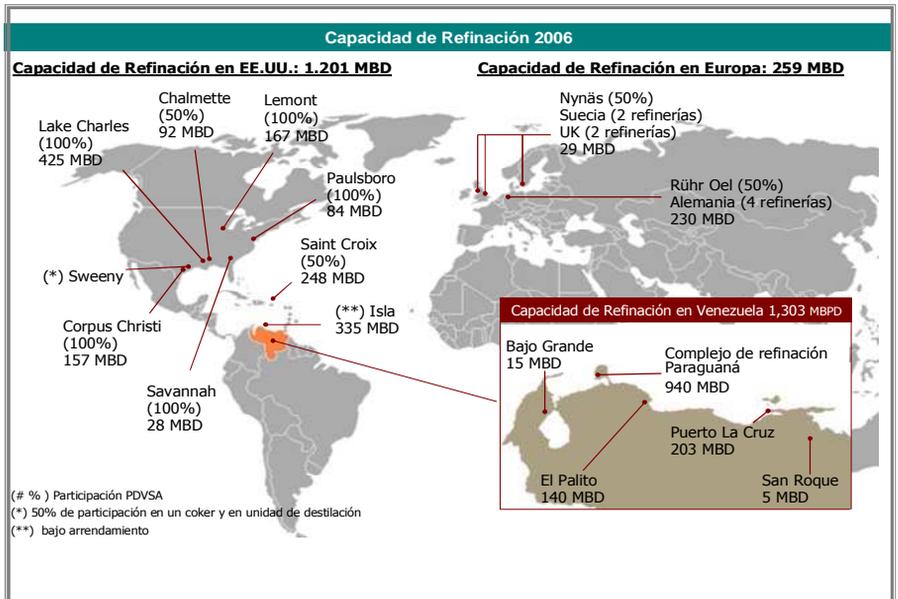


Tabla 11 – Capacidad de Refinación de PDVSA  
Al 31 de diciembre de 2006

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad de Refinación	
			Capacidad Nominal (MBD)	Participación Neta PDVSA (MBD)
<b>Venezuela</b>				
CRP, Falcón	PDVSA	100	940	940
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	203	203
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	15	15
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
<b>Total Venezuela</b>			<b>1.303</b>	<b>1.303</b>
<b>Antillas Holandesas (Curazao)</b>				
Isla (1)	PDVSA	100	335	335
<b>Estados Unidos</b>				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Paulsboro, New Jersey	CITGO	100	84	84
Savannah, Georgia	CITGO	100	28	28
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	Chalmette (2)	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	Hovens (3)	50	495	248
<b>Total Estados Unidos</b>			<b>1.540</b>	<b>1.201</b>
<b>Europa</b>				
Gelsenkirchen, Alemania	Ruhr (4)	50	230	115
Schwedt, Alemania	Ruhr (4)	19	240	45
Neustadt, Alemania	Ruhr (4)	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	Ruhr (4)	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	Nynäs (5)	50	29	15
Gothenburg, Suecia	Nynäs (5)	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynäs (5)	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynäs (5)	25	18	5
<b>Total Europa</b>			<b>1.109</b>	<b>259</b>
<b>Total Mundial</b>			<b>4.287</b>	<b>3.098</b>

(1) Arrendado en 1994. El contrato de arrendamiento termina en el año 2019.

(2) Una empresa mixta con ExxonMobil.

(3) Una empresa mixta con Hess.

(4) Una empresa mixta con Deutsche BP.

(5) Una empresa mixta con Neste Oil.

## b) Balance de Refinación

La siguiente tabla muestra la capacidad de refinación combinada, aportes de PDVSA (provenientes de de producción propia y compras a terceros) y la tasa de producción y compra para los últimos tres años, finalizado el 31 de diciembre de 2006.

Tabla 12 – Producción de Refinación

	2006		2005		2004	
	<b>MBD</b>		<b>MBD</b>		<b>MBD</b>	
<b>Capacidad Total de Refinación</b>	<b>4.287</b>		<b>4.552</b>		<b>4.447</b>	
<b>Participación neta de PDVSA</b>	<b>3.098</b>		<b>3.207</b>		<b>3.102</b>	
<b>Alimentación a Refinación (1)</b>						
<b>Crudo - Suministrado por PDVSA (2)</b>						
Liviano	466	16%	456	16%	350	12%
Mediano	607	21%	595	21%	678	24%
Pesado	776	27%	782	28%	932	33%
<b>Subtotal</b>	<b>1.849</b>	<b>64%</b>	<b>1.833</b>	<b>65%</b>	<b>1.960</b>	<b>69%</b>
<b>Crudo - Suministrado por Terceros</b>						
Liviano	449	15%	396	14%	378	13%
Mediano	108	4%	151	5%	86	3%
Pesado	242	8%	230	8%	136	5%
<b>Subtotal</b>	<b>798</b>	<b>27%</b>	<b>777</b>	<b>27%</b>	<b>600</b>	<b>21%</b>
<b>Otros Insumos</b>						
Suministrados por PDVSA	164	6%	155	5%	191	7%
Suministrados por Terceros	88	3%	84	3%	103	3%
<b>Subtotal</b>	<b>253</b>	<b>9%</b>	<b>239</b>	<b>8%</b>	<b>294</b>	<b>10%</b>
<b>Alimentación Total a Refinación (3)</b>						
Suministrado por PDVSA	2.013	69%	1.988	70%	2.151	75%
Suministrado por Terceros	887	31%	860	30%	703	25%
<b>Alimentación Total a Refinación</b>	<b>2.900</b>	<b>100%</b>	<b>2.848</b>	<b>100%</b>	<b>2.854</b>	<b>100%</b>
<b>Factor de Utilización (4)</b>	<b>85%</b>		<b>81%</b>		<b>83%</b>	
<b>Productos Obtenidos (5)</b>						
Gasolinas / Naftas	960	33%	955	34%	960	34%
Destilados	985	34%	934	33%	942	33%
Residual de bajo Azufre	69	2%	62	2%	60	2%
Residual de alto Azufre	246	8%	247	9%	212	7%
Asfalto / Coque	132	5%	118	4%	147	5%
Lubricantes	18	1%	17	1%	14	0%
Petroquímicos	87	3%	85	3%	88	3%
Otros	449	15%	497	17%	500	17%
<b>Total Producido</b>	<b>2.947</b>	<b>102%</b>	<b>2.915</b>	<b>102%</b>	<b>2.923</b>	<b>102%</b>
Consumo, ganancias/pérdidas	-47	-2%	-67	-2%	-69	-2%
<b>Total Producido</b>	<b>2.900</b>	<b>100%</b>	<b>2.848</b>	<b>100%</b>	<b>2.854</b>	<b>100%</b>

- (1) El crudo producido por PDVSA aportó 69%, 69% y 75% de los requerimientos totales de crudo e insumos de las refinерías en las que posee participación para los años 2006, 2005 y 2004, respectivamente.
- (2) Incluye suministros de entidades que no están sujetas a nuestro control.
- (3) Contabiliza la participación de PDVSA en crudo y otros insumos.
- (4) Cociente entre el crudo total para refinación y, la participación de PDVSA en capacidad de refinación.
- (5) La participación de PDVSA en la gama de productos.

En el año 2006, PDVSA cubrió todos los requerimientos de crudo de las refinерías venezolanas por aproximadamente 1.022 MBD. Suministró 205 MBD de crudo a la refinерía arrendada en Curazao y se suministraron un total de 1.420 MBD de crudo a refinерías propiedad de sus filiales internacionales o, en las cuales posee participación (los insumos a procesos de las refinерías toman en consideración la participación de PDVSA en el crudo). De los volúmenes totales suministrados por PDVSA a sus filiales internacionales, 218 MBD fueron comprados por PDVSA en el mercado global y fueron suministrados a sus filiales europeas. Adicionalmente CITGO compró a PDVSA un total de 446 MBD de crudo para procesamiento en sus refinерías.

### **c) Actividades**

Con el propósito de mantener la competitividad dentro de los mercados internacionales, PDVSA posee un plan de negocios que involucra la realización de grandes inversiones en Venezuela y en el exterior. Estas inversiones se efectúan para mejorar y adaptar nuestros sistemas de refinación para que cumplan con las regulaciones ambientales y con los requerimientos de calidad de productos locales e internacionales. El plan de negocios de refinación incluye proyectos orientados a la manufactura de gasolina y diesel a través de procesos de conversión profunda.

Adicionalmente, en el Centro de Refinación Paraguaná (CRP) ubicado en el Estado Falcón, Venezuela, se está modificando la unidad de craqueo catalítico de la refinерía de Cardón para aumentar la producción de gasolina. De igual forma PDVSA espera que para el año 2009, entre en operación una unidad de producción de gasolina de bajo contenido de azufre en la refinерía de Amuay en el CRP. Actualmente, este proyecto se encuentra en la fase de ingeniería. Inclusive se está planificando aumentar la capacidad de refinación de crudos pesados; por lo tanto, se prevé la necesidad de expandir las plantas de coquificación retardada.

En junio del 2005, la Junta Directiva de PDVSA aprobó la ingeniería básica para el proyecto de conversión profunda de la refinерía de Puerto La Cruz, el cual está basado en la tecnología venezolana de conversión profunda HDHPLUS®. Este proyecto incrementará la capacidad de procesamiento de crudos pesados alcanzándose 170 MBD en el año 2011, y permitirá disponer a exportación los crudos livianos que se procesan actualmente. Además, esta refinерía reducirá su producción de residual de 28% en el año 2005, a 10% en el año 2012.

Para la Refinería El Palito también se está adelantando un proyecto de conversión profunda cuya ingeniería conceptual finalizó en el año 2006. La meta de este proyecto es aumentar la capacidad de refinación de crudo pesado en unos 70 MBD para el año 2012. El crudo mediano que se procesa hoy en día esta refinерía será liberado para su procesamiento en la nueva refinерía Batalla de Santa Inés, cuyas operaciones se iniciarán en el año 2011. A través de este proyecto de conversión profunda la Refinería El Palito eliminará, por completo, la producción de residual.

PDVSA también aprobó la construcción de cuatro nuevas refinерías en su plan de negocios del periodo 2007-2012: Cabruta, Batalla de Santa Inés, Zulia y Caripito. La refinерía de Cabruta procesará 400 MBD de crudo pesado proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco Petrolífera del Orinoco, y estará basada en un esquema de conversión profunda. Esta refinерía estará ubicada en Cabruta, en la parte sur del Estado Guárico en Venezuela y, según la planificación, producirá gasolina y destilados para exportación en el año 2011. La nueva refinерía Batalla de Santa Inés, la cual se ubicará en el Estado Barinas, procesará 50 MBD de crudo liviano y está orientada a satisfacer las demandas del mercado local a partir de 2011. La refinерía del Zulia procesará 50 MBD y estará localizada en el Estado Zulia, la refinерía de Caripito, que será construida en el Estado Monagas en Venezuela, procesará 50 MBD de crudo pesado y se

diseñará para la producción de asfalto, para el consumo en el mercado interno. Estas cuatro nuevas refinerías se encuentran actualmente en la etapa de visualización de ingeniería.

### **c-1) Venezuela y el Caribe**

Las refinerías en Venezuela están localizadas en Amuay-Cardón (CRP), Puerto La Cruz, El Palito, Bajo Grande y San Roque, con capacidades de refinación de 635-305 MBD, 203 MBD, 140 MBD, 15 MBD y 5 MBD, respectivamente. PDVSA también opera la Refinería Isla en Curazao, la cual es arrendada por PDVSA al gobierno de las Antillas Holandesas bajo un contrato a largo plazo. El contrato de arrendamiento expira en el año 2019. En estas refinerías se produce gasolina reformulada y destilados para cumplir con los requerimientos de EE.UU. y otros mercados internacionales.

Bajo el acuerdo de PETROCARIBE, PDVSA también aprobó la reactivación de la Refinería de Cienfuegos, en Cuba, para procesar 70 MBD de crudo mediano venezolano. Se estima que las operaciones de la refinería comenzarán a finales del año 2007 y que cumplirá con las demandas locales de productos refinados. Adicionalmente, se está adelantando la fase de ingeniería básica para la expansión de la Refinería Kingston en Jamaica, para procesar hasta 50 MBD en el año 2009 en un esquema de conversión media. PDVSA compartirá 49% de la inversión asociada a los proyectos de ambas refinerías y suministrará el crudo necesario.

### **c-2) Norteamérica**

A través de CITGO, filial totalmente poseída por PDV América (esta última filial de PDV Holding), PDVSA produce combustibles livianos y base petroquímicos, principalmente a través de las refinerías Lake Charles en Louisiana; Corpus Christi en Texas y, Lemont en Illinois. Las operaciones de refinación para producción de asfalto se llevan a cabo en las refinerías Paulsboro en New Jersey, y Savannah en Georgia.

El suplidor más grande de crudo que tiene CITGO es PDVSA. CITGO ha establecido acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA en lo concerniente a los requerimientos de crudo de sus refinerías Lake Charles, Corpus Christi, Paulsboro y Savannah. Estos acuerdos establecen que PDVSA debe suministrar a CITGO ciertos volúmenes mínimos de crudo y otras materias primas, generalmente por un período de tiempo entre 20 y 25 años. Estos acuerdos de suministro de crudo estipulan que, por razones de fuerza mayor y bajo circunstancias específicas, PDVSA puede reducir la cantidad de crudo y materias primas que suministra según los acuerdos.

La refinería de Lake Charles es capaz de procesar grandes cantidades de crudo pesado y de transformarlos en una variedad de productos refinados, incluyendo cantidades significativas de gasolina sin plomo de alto octanaje y gasolina reformulada. Durante el año 2004, la capacidad de refinación era de 320 MBD. En febrero de 2005 se completó e inició operaciones un proyecto para aumentar la capacidad de destilación de crudo en 105 MBD, convirtiendo a esta refinería en la cuarta más grande en los EE.UU. con una capacidad total de refinación de 425 MBD. Los productos petroquímicos más importantes de la refinería de Lake Charles son propileno, benceno y mezcla de xilenos. Sus productos industriales incluyen azufre, combustibles residuales y coque de petróleo. Esta refinería posee uno de los más altos niveles de capacidad para producción de productos de alto valor agregado en los Estados Unidos de América, con una capacidad de flujo múltiple que le permite continuar operando aún cuando una o más unidades se encuentren fuera de operación. Esta refinería tiene una Tasa de Complejidad de Proceso Solomon de 18,2 (comparado con un promedio de 14,0 para las refinerías de los EE.UU. según la encuesta más reciente disponible de Solomon Associates, Inc.). La Tasa de Complejidad de Proceso Solomon es una medida industrial que cuantifica la capacidad de la refinería para elaborar productos de alto valor. Una Tasa alta de Complejidad de Proceso Solomon indica una capacidad mayor de producir estos productos.

El 19 de junio de 2006, la refinería de Lake Charles experimentó un incidente ambiental debido a fuertes precipitaciones en el área. La lluvia excedió la capacidad de los tanques y sistemas de tratamiento de aguas residuales desbordándose hacia el Río Calcasieu y el canal de barcos.

Los esfuerzos de respuesta de emergencia culminaron el 5 de julio del año 2006, y aún continúan las actividades de limpieza. CITGO cuenta con seguro con cobertura para estos tipos de acontecimientos; por lo tanto, consignó a sus corredores de seguros una notificación de las pérdidas ocasionadas por los incidentes, incluyendo demandas de terceros. Aún no se han determinado en su totalidad los costos de limpieza y reclamos relacionados al incidente, pero se espera que una porción sustancial del costo sea cubierta por las aseguradoras.

La Refinería Corpus Christi de CITGO en Texas, tiene una capacidad de 157 MBD y una tecnología de procesamiento que le permite producir gasolina de grados que superan a la mayoría de sus competidores en los EE.UU. y reducir los niveles de azufre en los productos de petróleo refinados. Esta refinería tiene una Tasa de Complejidad de Proceso Solomon de 16,5. Los productos petroquímicos principales de la refinería de Corpus Christi incluyen cumeno, ciclohexano y aromáticos (incluyendo benceno, tolueno y xileno).

La Refinería Lemont transforma crudo pesado en una amplia gama de productos refinados. Esta refinería tiene una capacidad de refinación de 167 MBD y una Tasa de Complejidad de Proceso Solomon de 11,7. Lemont es una de las refinerías de más reciente construcción en Estados Unidos de América; incluye una instalación de conversión profunda de alta flexibilidad que produce principalmente, gasolina, diesel, combustible para aviones y, petroquímicos.

Las Refinerías Paulsboro en New Jersey y Savannah en Georgia, son especializadas en producción de asfalto; también cuentan con instalaciones para procesar crudo liviano de bajo contenido de azufre, si las condiciones son favorables.

A través de Lyondell-CITGO (LCR), una empresa mixta en la cual PDVSA poseía 41,25% y Lyondell 58,75%, PDVSA tenía una participación de 109 de los 265 MBD de la capacidad total de refinación de una refinería ubicada en Houston, Texas. PDVSA le suple a esta refinería, bajo un acuerdo de suministro de crudo a largo plazo, cantidades considerables del crudo que procesa. A través de dicho acuerdo, en el año 2004 LCR le compró a PDVSA aproximadamente \$2,6 miles de millones de crudo y materias primas a precios de mercado. En cuanto a productos, CITGO compra prácticamente toda la gasolina, diesel y combustible para aviones que produce esta refinería, también bajo un contrato a largo plazo.

El 16 de agosto del año 2006, CITGO vendió su participación de 41,25%, en LYONDELL-CITGO, la cual se hizo efectiva al 31 de julio del año 2006. Como producto de la venta, CITGO recibió aproximadamente \$1.774 millones en efectivo. Al momento de la venta, CITGO también recibió una nota de cuenta por cobrar de parte de LYONDELL-CITGO por la cantidad de \$35 millones más \$4 millones por los intereses correspondientes. Actualmente, PDVSA y Lyondell poseen un nuevo acuerdo de suministro de crudo con un término inicial de agosto 2006 a julio 2011.

A través de la Refinería Chalmette, una empresa mixta de participaciones iguales entre PDVSA y ExxonMobil, PDVSA tiene una participación en capacidad de refinación de 92 MBD en una refinería localizada en Chalmette, Louisiana. La Refinería Chalmette procesa crudo extrapesado mejorado producido por la empresa mixta Cerro Negro. PDVSA (a través de PDV Chalmette) tiene la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados producidos en la Refinería Chalmette. Durante el año 2006, las inversiones realizadas fueron con el propósito de poner al día la refinería para cumplir con las regulaciones ambientales actuales. Esto incluye el programa de Bajo Contenido de Azufre para producir Diesel de contenido de Azufre Ultra Bajo (programado a comenzar para el primer trimestre de 2008) y Gasolina de Bajo Contenido de Azufre (actualmente en operación). Recordemos que la refinería fue afectada en el 2005 por el huracán Katrina y que su recuperación fue excepcional (sólo 2 meses y medio de pérdida de utilización).

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de coquificación retardada de 58 MBD y una unidad de destilación de crudo al vacío de 110 MBD, integradas dentro de una refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación cada parte posee 50% de participación. ConocoPhillips, ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny con crudo pesado ácido. Los ingresos

de la Empresa Mixta Sweeny consistirán en los honorarios pagados por ConocoPhillips a la Empresa Mixta bajo el acuerdo de procesamiento, más cualquier ingreso proveniente de la venta de coque a terceras partes.

PDVSA posee 50% de la Refinería Hovensa en las Islas Vírgenes de los EE.UU., que era anteriormente propiedad de Hess Oil Virgin Islands Corporation, con una capacidad actual de refinación de aproximadamente 495 MBD. La empresa mixta ha firmado contratos de suministro a largo plazo con PDVSA hasta por 60% de sus requerimientos de crudo. Durante el 2002, Hovensa completó la construcción de una unidad de coquificación retardada e instalaciones relacionadas que había estado construyendo a propósito de la formación de la Empresa Mixta. Hovensa también ha estado invirtiendo en un Programa de Bajo Contenido de Azufre para cumplir con las regulaciones ambientales existentes. Este programa incluye una unidad de Diesel de contenido de Azufre Ultra Bajo (actualmente en operación) y Gasolina de Contenido de Azufre Bajo (programado para comenzar en el año 2007).

### **c-3) Europa**

A través de ROG, una empresa mixta propiedad 50% de PDVSA y 50% de Deutsche BP, se tiene una participación patrimonial en cuatro refinerías de Alemania (Gelsenkirchen, Neustadt, Karlsruhe y Schwedt), la capacidad de refinación de crudo de PDVSA para el 31 de diciembre de 2006, fue de 115 MBD, 33 MBD, 37 MBD y 45 MBD, respectivamente. ROG también posee dos complejos petroquímicos (Gelsenkirchen and Münchmünster.) El complejo Gelsenkirchen incluye unidades modernas a gran escala que están integradas con las refinerías localizadas en el mismo complejo y produce, principalmente, olefinas, productos aromáticos, amoníaco y metanol. El complejo Münchmünster, integrado con la refinería cercana de Bayernoil, produce principalmente olefinas. Los complejos petroquímicos de ROG tienen una capacidad de producción promedio de aproximadamente 3,8 millones de toneladas métricas de olefinas por año, productos aromáticos, metanol, amoníaco y varios otros productos petroquímicos.

A través de Nynäs, empresa mixta propiedad en 50,001 % de PDV Europa y, 49,999% de Neste Oil, se tiene una participación en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. La capacidad de refinación de crudo de PDVSA en cada una de esas refinerías para el 31 de diciembre de 2006 fue de 15 MBD, 5 MBD y 4 MBD, respectivamente. Las refinerías Nynäs están diseñadas, especialmente, para procesar crudo pesado ácido. Nynäs también posee 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra, especializada en la producción de asfalto. La participación de PDVSA en la capacidad de refinación de crudo de esta refinería para el 31 de diciembre de 2006 fue de 5 MBD.

Las Refinería Nynäs en Nynäshamn producen asfalto y aceites especiales de bases nafténicas. En Dundee, Gothenburg y Eastham son especializadas en producción de asfalto. Nynäs compra crudo de PDVSA y produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos. Los productos de asfalto se utilizan para la construcción de carreteras y en varios propósitos industriales. Por su parte, los aceites especiales de bases nafténicas se utilizan, principalmente, en transformadores eléctricos, como aceites para procesos mecánicos y en industrias de goma y tintas para impresión.

### **c-4) América del Sur**

PDVSA firmó una carta de intención para suministrar crudo pesado a una nueva refinería localizada en Pernambuco, Brasil. Esta refinería se está diseñando bajo un esquema de conversión profunda y, procesará 200 MBD de crudo pesado proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco de Venezuela (50%) y crudo brasileño Marlim (50%). Se espera que sus operaciones arranquen en el año 2011, cumpliendo con la demanda brasileña de productos refinados.

#### 4. Comercio y Suministro

En 2006, PDVSA exportó 1.917 MBD de crudo y 698 MBD de productos refinados producidos en Venezuela, lo que representó un total de exportación propia de 2.615 MBD.

De las exportaciones totales de crudo en 2006, 986 MBD (51%) fue exportado a los Estados Unidos de América y Canadá; 191 MBD (10%) a Europa; 612 MBD (32%) al Caribe y América Central; y 128 MBD (7%) a América del Sur y otras localidades.

Del total de productos refinados producidos en Venezuela, aproximadamente 548 MBD fueron usados en el mercado interno y 698 MBD fueron exportados. De las exportaciones totales de productos refinados en 2006, 267 MBD (39%) se vendieron a los Estados Unidos América y Canadá; 163 MBD (23%) al Caribe y América Central y 268 MBD (38%) a América del Sur y otras localidades.

La siguiente tabla muestra la composición y los precios promedio de las exportaciones en el período comprendido entre 2002 y 2006:

Tabla 13 – Volúmenes de Exportación de PDVSA (1) por tipo de hidrocarburos

Período 2002 hasta 2006.

	2006		2005		2004		2003		2002	
	MBD	%								
Liviano	634	33%	689	37%	624	35%	657	40%	672	38%
Mediano	255	13%	248	13%	298	17%	299	18%	360	20%
Pesado y Extrapesado (2)	1.028	54%	939	50%	945	48%	817	42%	867	42%
<b>Crudo (3)</b>	<b>1.917</b>	<b>100%</b>	<b>1.876</b>	<b>100%</b>	<b>1.867</b>	<b>100%</b>	<b>1773</b>	<b>100%</b>	<b>1.899</b>	<b>100%</b>
<b>Productos Refinados</b>										
Gasolinas/Nafta	95	14%	87	12%	103	16%	108	22%	137	21%
Destilados	140	20%	162	22%	178	27%	167	33%	231	36%
Residual	182	26%	189	26%	185	28%	134	27%	149	23%
Líquidos de gas natural	74	10%	56	10%	49	7%	51	10%	56	9%
Otros	207	30%	242	30%	145	22%	42	8%	74	11%
<b>Sub-total productos</b>	<b>698</b>	<b>100%</b>	<b>736</b>	<b>100%</b>	<b>660</b>	<b>100%</b>	<b>502</b>	<b>100%</b>	<b>647</b>	<b>100%</b>
<b>Total Exportaciones Propia</b>	<b>2.615</b>		<b>2.612</b>		<b>2.527</b>		<b>2.275</b>		<b>2.546</b>	
Liviano	61,08		50,98		36,57		27,16		23,46	
Mediano, Pesado y Extrapesado	52,05		41,68		29,86		22,56		20,24	
<b>Crudo</b>	<b>55,20</b>		<b>45,32</b>		<b>32,22</b>		<b>24,35</b>		<b>21,19</b>	
Productos Refinados	55,23		48,51		34,66		26,53		24,23	
<b>Precio Promedio \$(/B)</b>	<b>55,21</b>		<b>46,15</b>		<b>32,88</b>		<b>24,89</b>		<b>21,94</b>	

(1) No incluye Alicuota de terceros en la Faja Petrolífera del Orinoco (360 MBD, 381 MBD, 307 MBD, 243 MBD, 181 MBD) en 2006, 2005, 2004, 2003 y 2002 respectivamente.

(2) Incluye ventas de Bitur por 43 MBD, 86 MBD, 53 MBD, 89 MBD, 95 MBD para los años 2006, 2005, 2004, 2003, 2002 respectivamente.

Incluye ventas correspondientes a la participación patrimonial de Petrozuata por 51 MBD, 45 MBD, 40 MBD, 36 MBD, 40 MBD para los años 2006, 2005, 2004, 2003, 2002 respectivamente.

(3) Incluye la venta de petróleo a filiales y refinerías afiliadas (incluyendo a la Refinería Isla en Curazao) de 1.221 MBD, 1.156 MBD, 1.158 MBD 1.117 MBD, 1.099 MBD en los años 2006, 2005, 2004, 2003 y, 2002, respectivamente.

La siguiente tabla muestra la distribución geográfica de los destinos de las exportaciones por tipo de petróleo, identificando las ventas a las filiales y a terceras partes durante el período de cinco años que terminó el 31 de diciembre del año 2006:

Tabla 14 – Total de Volúmenes Exportados de Crudo y Productos por área geográfica de PDVSA

	<b>2006</b>		<b>2005</b>		<b>2004</b>		<b>2003</b>		<b>2002</b>	
	<b>MBD</b>	<b>%</b>								
<b><u>Crudo por Área</u></b>										
<b>Estados Unidos y Canadá</b>	<b>986</b>	<b>51%</b>	<b>1032</b>	<b>55%</b>	<b>1064</b>	<b>57%</b>	<b>959</b>	<b>54%</b>	<b>1093</b>	<b>58%</b>
Filiales	638	33%	671	36%	696	37%	579	33%	678	36%
Terceros	348	18%	361	19%	368	20%	380	21%	415	22%
<b>Europa</b>	<b>191</b>	<b>10%</b>	<b>110</b>	<b>6%</b>	<b>64</b>	<b>3%</b>	<b>88</b>	<b>5%</b>	<b>134</b>	<b>7%</b>
Filiales	20	1%	85	5%	56	3%	65	4%	61	3%
Terceros	171	9%	25	1%	8	0%	23	1%	73	4%
<b>Caribe y Centro América</b>	<b>612</b>	<b>32%</b>	<b>598</b>	<b>32%</b>	<b>645</b>	<b>35%</b>	<b>572</b>	<b>32%</b>	<b>500</b>	<b>26%</b>
Filiales	280	15%	288	15%	406	22%	473	27%	360	19%
Terceros	332	17%	310	17%	239	13%	99	6%	140	7%
<b>Sur América y Otros</b>	<b>128</b>	<b>7%</b>	<b>136</b>	<b>7%</b>	<b>94</b>	<b>5%</b>	<b>154</b>	<b>9%</b>	<b>172</b>	<b>9%</b>
Filiales	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
Terceros	128	7%	136	7%	94	5%	154	9%	172	9%
<b>Total Exportaciones</b>	<b>1.917</b>	<b>100%</b>	<b>1.876</b>	<b>100%</b>	<b>1.867</b>	<b>100%</b>	<b>1.773</b>	<b>100%</b>	<b>1.899</b>	<b>100%</b>
	<b>2006</b>		<b>2005</b>		<b>2004</b>		<b>2003</b>		<b>2002</b>	
	<b>MBD</b>	<b>%</b>								
<b><u>Crudo y Productos Refinados</u></b>										
<b>Crudo</b>										
<b>Liviano</b>										
Estados Unidos y Canadá	91	5%	253	13%	276	15%	309	17%	296	16%
Otros	543	28%	436	23%	388	21%	384	22%	416	21%
<b>Sub Total Liviano</b>	<b>634</b>	<b>33%</b>	<b>689</b>	<b>36%</b>	<b>664</b>	<b>36%</b>	<b>693</b>	<b>39%</b>	<b>712</b>	<b>37%</b>
<b>Mediano, Pesado y Extrapesado</b>										
Estados Unidos y Canadá	895	47%	856	46%	788	42%	651	37%	797	42%
Otros	388	20%	331	18%	415	22%	429	24%	390	21%
<b>Sub Total Mediano, Pesado y Extrapesado</b>	<b>1.283</b>	<b>67%</b>	<b>1.187</b>	<b>64%</b>	<b>1.203</b>	<b>64%</b>	<b>1.080</b>	<b>61%</b>	<b>1.187</b>	<b>63%</b>
<b>Total Crudo</b>	<b>1.917</b>	<b>100%</b>	<b>1.876</b>	<b>100%</b>	<b>1.867</b>	<b>100%</b>	<b>1.773</b>	<b>100%</b>	<b>1.899</b>	<b>99%</b>
<b>Productos Refinados</b>										
Estados Unidos y Canadá	267	38%	305	41%	277	42%	260	52%	216	33%
Otros	431	62%	431	59%	383	58%	242	48%	431	67%
<b>Sub Total Productos Refinados</b>	<b>698</b>	<b>100%</b>	<b>736</b>	<b>100%</b>	<b>660</b>	<b>100%</b>	<b>502</b>	<b>100%</b>	<b>647</b>	<b>100%</b>
<b>Total Exportación de Crudo y Productos</b>	<b>2.615</b>		<b>2.612</b>		<b>2.527</b>		<b>2.275</b>		<b>2.546</b>	

La siguiente tabla muestra los volúmenes consolidados de ventas de crudo y productos refinados para el período comprendido entre los años 2002 y 2006.

Tabla 15 – Volúmenes Consolidados de Ventas en el exterior y exportaciones de PDVSA

	2006		2005		2004		2003		2002	
	MBD	%								
Crudo	1,417	36%	1,269	33%	1,159	30%	1,413	37%	1,782	41%
Productos Refinados	2,545	64%	2,628	67%	2,648	70%	2,371	63%	2,583	59%
<b>Total</b>	<b>3,962</b>	<b>100%</b>	<b>3,897</b>	<b>100%</b>	<b>3,807</b>	<b>100%</b>	<b>3,784</b>	<b>100%</b>	<b>4,365</b>	<b>100%</b>
<b>Precio Promedio (\$/B)</b>	<b>66,92</b>		<b>57,02</b>		<b>42,11</b>		<b>32,08</b>		<b>26,56</b>	

## a) Mercado en Norteamérica

### a-1) Ventas de Crudo a sus Afiliadas

PDVSA suministra crudo y productos a sus afiliadas, de refinación en los Estados Unidos de América, producido por ella o adquiridas en el mercado internacional. Algunas de estas afiliadas, han establecido contratos de suministro a largo plazo (20 a 25 años) con PDVSA.

Estos contratos incorporan fórmulas de precios ajustadas mensualmente, las cuales se basan en los valores de mercado de crudos marcadores en la región del Golfo. Debido a que la gama de productos refinados no reflejan, necesariamente, los costos y rendimientos verdaderos en cualquier período, el margen real de refinación ganado por el comprador bajo varios contratos variará dependiendo, entre otras cosas, de la eficiencia con la cual el comprador conduce sus operaciones durante el período. Algunos contratos son diseñados para reducir la volatilidad de las ganancias inherente a las operaciones de refinación y mercadeo de sus filiales internacionales de refinación. Otros contratos de suministro entre PDVSA y sus filiales en los EE.UU. nos proporcionan la oportunidad para la venta de petróleo a precios de mercado.

### a-2) Ventas de Crudo a Terceros

Las ventas de exportación de petróleo a terceros en los Estados Unidos de América son realizadas a precios de mercado según lo acordado en las condiciones y términos generales establecidos y, valorados en dólares. Entre los clientes que posee PDVSA se encuentran compañías petroleras grandes y medianas.

### a-3) Ventas de Productos Refinados

Las ventas al detal que efectúa PDVSA en los Estados Unidos de América, se realizan a través de CITGO filial de PDVSA. Los principales productos de CITGO son combustibles livianos, productos industriales y petroquímicos, asfalto, lubricantes y ceras.

CITGO vende combustibles para aviones a las aerolíneas, comercializa gasoil y combustible para calefacción al mayor a los distribuidores y petroquímicos, a una variedad de fabricantes de los EE.UU. incluyendo azufre, lubricantes, gas licuado de petróleo y coque. También vende asfalto a contratistas independientes para la construcción y repavimentación de carreteras, y una gran variedad de lubricantes y productos de cera.

**Compras de Petróleo y Productos Refinados.** CITGO no posee reservas petroleras ni instalaciones de producción de crudo; por lo tanto debe comprar petróleo y materias primas para las operaciones de su refinación. A pesar de que PDVSA es el mayor proveedor de crudo de CITGO, ésta también compra petróleo en el mercado.

Debido a la alta demanda de los distribuidores de su marca, CITGO compra productos de petróleo refinados a otras refinerías de PDVSA, incluyendo las refinerías de Chalmette y Hovensa, de acuerdo con los contratos a largo plazo.

## b) Mercado en Europa

PDVSA suministra petróleo a sus filiales europeas según lo establecido en varios acuerdos de suministro.

Las refinerías de ROG reciben de PDVSA 50% del petróleo procesado en sus refinerías. Deutsche BP aporta 50%, según lo establecido en un acuerdo de suministro a largo plazo.

Nynäs compra petróleo de PDVSA y produce asfalto y aceites especiales nafténicos los cuales mercadea a través de una extensa red en varios países de Europa. Para la fabricación de estas dos familias de productos el petróleo pesado venezolano es particularmente indicado debido a su alto contenido de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos.

## c) Mercado en América Latina y el Caribe

PDVSA ha fortalecido la unión latinoamericana dentro del ámbito de la iniciativa Petroamérica, la cual es promovida por el Estado Venezolano. Esta iniciativa propone el establecimiento de mecanismos de cooperación e integración y la utilización de los recursos y potencialidades de América Latina y el Caribe, con la finalidad fin de dar soporte al mejoramiento socioeconómico de sus poblaciones.

En América del Sur, PDVSA ha fortalecido las relaciones comerciales con Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay, Ecuador y Bolivia, a través de memoranda de entendimiento y acuerdos comerciales entre empresas petroleras estatales.

Al Caribe y a América Central, PDVSA suministra petróleo y productos refinados bajo términos especiales, a través del Acuerdo San José, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, el Acuerdo Integral de Cooperación y, el Acuerdo de Cooperación Energética de Petrocaribe.

## d) Mercado en Venezuela

La siguiente tabla muestra nuestras ventas de productos de petróleo refinados y de gas natural en el mercado interno:

Tabla 16 – Ventas de PDVSA en Venezuela  
Período 2002 - 2006

	2006 MBD	2005 MBD	2004 MBD	2003 MBD	2002 MBD
<b>Productos Refinados:</b>	<b>548</b>	<b>506</b>	<b>485</b>	<b>432</b>	<b>420</b>
GLP	83	78	69	58	59
Gasolina	257	240	232	209	207
Diesel	133	121	115	98	91
Otros	75	67	69	67	63
<b>Gas Natural (MBD equivalentes)</b>	<b>431</b>	<b>392</b>	<b>354</b>	<b>302</b>	<b>324</b>
Total hidrocarburos (MBD equivalentes)	979	898	839	734	744
Gas Natural (MMPCD)	2.632	2.394	2.055	1.751	1.879
Precio					
Productos Refinados (\$/Bl)	7,07	6,97	7,44	6,61	6,73
Gas Natural (\$/MPC)	0,54	0,54	0,74	0,61	0,71

PDVSA, a través de su filial DELTAVEN, comercializa y distribuye gasolina y otros productos refinados, al detal, en el mercado local bajo la marca comercial PDV. DELTAVEN también

promociona el desarrollo de la infraestructura y servicios comerciales para clientes al detal con la participación del sector privado.

Desde finales del año 2001, seis participantes privados domésticos: Grupo Trébol, Llanopetrol, Corporación Petrolera, Petrocanarias, BataPetrol y la Corporación Combustible Monagas, y tres (3) participantes privados internacionales: ChevronTexaco, ExxonMobil y British Petroleum, han comercializado sus productos en Venezuela. Estas compañías mercadean sus marcas a través de 863 distribuidores al detal de su propiedad o bajo su operación y tienen una participación de mercado en el sector de gasolina y diesel de 44% comparado con la participación de DELTAVEN de 56%.

## **5. Gas**

De acuerdo con un estudio comparativo publicado por Petroleum Intelligence Weekly el 18 de diciembre de 2006, PDVSA es la sexta empresa del mundo con reservas estimadas de gas. Estas reservas fueron estimadas a finales del año 2006, en 239.985 MMMPC. El total de ventas de gas metano al mercado venezolano fue de 2.174,4 MMPCD para el año 2005 y 2.316,5 MMPCD para el año 2006.

## **6. Transporte/Buques y Tanqueros**

Para el 31 de diciembre de 2006, PDV Marina, empresa filial de PDVSA, poseía y operaba 21 tanqueros, incluyendo tanqueros para productos químicos, productos de petróleo medianos y livianos, asfalto, y gas, con una capacidad total de, aproximadamente, 1.348 miles de toneladas de peso muerto, con una edad promedio para el 31 de diciembre del año 2006 de aproximadamente 17 años. Se firmó acuerdo para la construcción de cuatro nuevos barcos en Astilleros Río Santiago (Argentina) y SAADRA (Irán).

Durante 2005 el promedio de cargamentos de petróleo y productos refinados de petróleo alcanzó, aproximadamente, 486 MBD por los tanqueros propiedad de PDV Marina, en adición a los cargamentos realizados por los tanqueros fletados.

Durante 2006 el promedio de cargamentos de petróleo y productos refinados de petróleo alcanzó aproximadamente 448 MBD, por los tanqueros propiedad de PDV Marina, en adición a los cargamentos realizados por 24 tanqueros fletados.

Los barcos y los muelles de PDVSA lograron la certificación de Protección de Buques e Instalaciones Portuarias (PBIP) desde 2004 y, se ha mantenido actualizada. Estas certificaciones de los puertos están disponibles en Internet (<http://www2.imo.org/ISPCCode>).

## **7. Investigación y Desarrollo**

Las actividades de INTEVEP durante el año 2006 se enmarcaron dentro del Plan Siembra Petrolera, apoyando a la corporación en las áreas prioritarias de exploración y producción, refinación e industrialización, Costa Afuera y áreas tradicionales de crudos livianos y medianos. Se fortaleció la inversión social, el desarrollo endógeno y las empresas de producción social.

En materia de formación de personal se implantó un programa acelerado de captación de profesionales de alto nivel ingresando 195 personas para impulsar el Plan Siembra Petrolera. Se ejecutaron 171.172 horas hombres (H/H) de adiestramiento a personal propio y, en apoyo a la formación del personal de la corporación, se dictaron cursos y talleres con un total de 5.800 H/H. Se graduaron 26 TSU en Procesos de Refinación de Petróleo a través del Convenio IUTVAL-INTEVEP.

Se consignaron 17 solicitudes de patentes, 453 registros de marcas y 2 Copyright. Se obtuvieron 38 títulos de patentes, 198 certificados de marcas y, 2 registros de Copyright. Para apoyar los proyectos del Plan Siembra Petrolera, se aprobaron 17 normas PDVSA en el área de Ingeniería de Diseño y Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional.

INTEVEP participó con 88 trabajos en congresos nacionales y 63 trabajos en eventos internacionales. Se obtuvieron 3 reconocimientos nacionales. El ingreso por regalías de productos tecnológicos propios fue de US\$ 360 mil.

En cuanto al desarrollo de la capacidad tecnológica nacional, apuntalando la soberanía, se completaron más de 27.280 H/H de soporte técnico a CVP en el proceso de cuantificación y certificación de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Se desarrolló metodología para evaluar esquemas de explotación que garantice el aumento del factor de recobro, preservando la integridad física y energética del yacimiento y el ambiente. Se prestó apoyo en la implantación en campo, de tecnologías de recuperación mejorada, manteniéndose las actividades de investigación estratégica en el área.

Se puso en operación la unidad de hidrotreatmento de gasolina catalítica en la refinería de CITGO Corpus Christi, con capacidad de 34 MBD, utilizando la tecnología UOP/INTEVEP SelectFining. Se inició el diseño básico para aplicar HDHPLUS® en la Refinería de Puerto La Cruz (procesará 170 MBD de crudo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco Petrolífera del Orinoco en el año 2011) y se completó la ingeniería conceptual para la aplicación de esta tecnología en El Palito (50 MBD de crudo pesado).

Asimismo INTEVEP participa en la visualización de: a) 4 refinerías que se construirán en el país: Batalla de Santa Inés de 50 MBD, Caripito de 50 MBD (Asfalto); Cabruta de 400 MBD; y Zulia de 50 MBD. b) Complejo Refinador Paraguaná para mejorar la sinergia entre las Refinerías de Amuay y Cardón; (c) Refinería La Teja en Uruguay; d) Refinería Cienfuegos en Cuba; e) Refinería Petrojam en Jamaica y, f) Refinería República Dominicana

Se creó la Gerencia General de Petroquímica y Carboquímica para dar respuesta tecnológica a los requerimientos del negocio y a los proyectos de expansión en estas áreas.

En los laboratorios de INTEVEP se realizaron 24.583 análisis especializados y se implementó el programa de intercomparación para asfalto que se incluyó por primera vez en el circuito exterior. Fue conformado Comité de Salud y Seguridad de INTEVEP, para cumplir con la LOPCYMAT.

Se firmaron tres convenios con universidades nacionales (UCLA, LUZ, UNESR). Uno de ellos con la Universidad Internacional en Houston; dos con instituciones técnico científicos nacionales: IDEA, ICLAM; dos internacionales: CEINPET y Oil and Natural Gas Corporation Videsh Limited ONGC-VL. Se definieron 32 proyectos de Asistencias Técnica, 28 de Investigación y Desarrollo con institutos nacionales para una inversión aproximada de US\$ 7 millones.

## **8. Ambiente y Seguridad**

### **a) Ambiente**

La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en Venezuela como en el extranjero, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes. En los Estados Unidos de América y Europa, las operaciones están sujetas a una serie de leyes y reglamentos federales, estatales y locales que pueden exigir a las compañías tomar acciones para subsanar o aliviar los efectos de la desactivación temprana de planta o el derrame de contaminantes sobre el ambiente.

PDVSA está llevando a cabo acciones para prevenir los riesgos ambientales, proteger la salud de las personas y preservar la integridad de sus instalaciones. Durante el año 2006, PDVSA continuó implantando su sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®) en toda la

Compañía, el cual estima completar en el año 2009. Este sistema se basa en estándares y prácticas internacionales como: ISO 9000 para el control de documentación; ISO 14001 para manejo ambiental; ISO 18000 y el British Standard BS8800 para salud ocupacional; y los lineamientos del American Petroleum Institute (API) para seguridad de los procesos. PDVSA ha invertido aproximadamente \$41 millones e invertirá, adicionalmente, \$5 millones para completar la implementación total del SIR-PDVSA. Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, el cual contempla, aproximadamente \$2.255 millones en desembolsos de capital entre los años 2004 al 2009 que incluyen lo siguiente: \$1.150 millones para calidad de producto; \$911 millones para control de riesgo en los sitios de operaciones; \$162 millones para proyectos de cumplimiento ambiental; y \$32 millones para otras inversiones relacionadas con el ambiente. CITGO estima gastos de aproximadamente \$1.100 millones para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2005 al 2009. Durante los años 2006 y 2005, PDVSA gastó en mejoras de capital y otros asuntos ambientales relacionados con sus operaciones \$2 millones y \$8 millones, respectivamente, en Venezuela; y \$273 millones y \$203 millones, respectivamente, en CITGO.

Adicionalmente, como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental de los pasivos ambientales de PDVSA y sus Filiales que se generaron hasta el 2004. Este plan tiene una duración de 12 años, a partir de su inicio en el año 2001 y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación, materiales y desechos peligrosos, instalaciones, equipos abandonados y por desmantelar, áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Al 31 de diciembre de 2006, se han saneado 2.391 fosas de hidrocarburos de las 13.460 fosas existentes, quedando por sanear 11.069 fosas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración de pasivos ambientales y reconoció gastos en los resultados de los años 2006 y 2005 por \$193 millones y \$82 millones, respectivamente. Los saldos de las acumulaciones para asuntos ambientales, al 31 de diciembre de 2006 y 2005, son de \$709 millones y \$669 millones, respectivamente.

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (Environmental Protection Agency - EPA) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones bajo el Federal Clean Air Act y podría ser designada como parte potencialmente responsable, conjuntamente con otras compañías, con respecto a las localidades que se encuentran bajo el Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act (CERCLA). Estas notificaciones se están revisando y, en algunos casos, se están tomando acciones de recuperación. CITGO se encuentra comprometido con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados anteriormente.

Es posible que existan condiciones que requieran de gastos adicionales en diversos lugares, incluyendo, pero no limitados, a los complejos operativos, estaciones de servicio y terminales de almacenamiento de petróleo crudo de PDVSA. La gerencia considera que estos asuntos, durante el curso normal de las operaciones, no tendrán efectos significativos con respecto a la situación financiera, la liquidez o las operaciones consolidadas de PDVSA.

## **b) Seguridad**

En 2006 PDVSA y sus Filiales invirtieron US\$ 32 millones en seguridad para cumplir con el marco de regulaciones.

Dentro de los planes operacionales para asegurar la salud de la gente y la integridad de sus instalaciones:

- La actualización de siete (7) estándares técnicos de seguridad para cumplir con los términos de las nuevas regulaciones, tecnologías y prácticas mejoradas.
- Desarrollo y provisión de programas de entrenamiento en seguridad a los contratistas, empleados y comunidades vecinas.

- Guía y supervisión del personal de mantenimiento en estudios de confiabilidad de los equipos de seguridad.
- Evaluación de Programas de Análisis de Riesgos.
- Visualización y análisis de nuevas tendencias y tecnologías en materia de Seguridad.
- Alianzas con Universidades como la “Universidad Bolivariana de Venezuela” y la “Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada” – UNEFA.
- Sinergia institucional con diferentes organizaciones públicas y privadas como: FUNVISIS, INEA, FONDONORMA, ASOQUIM, Protección Civil, INTTT, y Ministerios (Ciencia y Tecnología, Ambiente, Infraestructura, Industrias Básicas y Minería y Labor, entre otros.)
- Inversiones en equipos de seguridad en varias Filiales de PDVSA.
- Con la finalidad de cumplir con la responsabilidad social de PDVSA, se desarrolló y dictó un programa educacional en Seguridad, Ambiente e Higiene Ocupacional a 11.000 personas pertenecientes a las cooperativas, Empresas de Producción Social (EPS), pequeña y mediana industria y a las comunidades de los Estados Monagas y Anzoátegui, al este del país, con una inversión de capital de US\$1 millón.

## **9. Desarrollo Social**

Con base en la nueva responsabilidad social de PDVSA, establecida en los Artículos N° 302 y N° 311 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo N° 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, y con la finalidad de apoyar las obras o servicios destinados al desarrollo de infraestructura y vialidad, actividades agrícolas, de salud y educación, y a cualquier otra inversión productiva en Venezuela, PDVSA participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional.

Durante el año 2006, PDVSA efectuó aportes para el desarrollo social del país, por 11 mil 993 millones de dólares, como se resume a continuación:

- 4.072 millones de dólares a Programas Sociales: Misión Ribas, Misión Sucre, Misión Milagro, Misión Vuelvan Caras, Misión Guaicaipuro, Misión Barrio Adentro (fases I, II y III), Misión Identidad, Misión Mercal, Misión Ciencia, Plan de Vialidad, Aportes a Comunidades, Proyectos Agrícolas, Núcleos de Desarrollo Endógeno y, Proyectos de Infraestructura.
- 837 millones de dólares para Planes Especiales de Inversión: Vivienda y Hábitat (US\$414 MM) y Fondo para Financiamiento de Proyectos Agrícolas (US\$423 MM).
- 229 millones de dólares destinados al Fondo de Desarrollo Social del País (FONDESPA), cuyos recursos se destinaron a la ejecución de Proyectos de Energía Eléctrica, Vialidad, Transporte Público, Desarrollo Endógeno, Agroindustria y Mediana Empresa, Saneamiento Ambiental y Comunicaciones, Industrias Básicas, Banca Pública y Defensa Nacional y Salud.
- 6.855 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), entidad creada por el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela con la finalidad de ejecutar obras de infraestructura, entre las cuales se destaca el Hospital Cardiológico Infantil “Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa”, las líneas 3 y 4 del Metro de Caracas, Metro de Los Teques, Maracaibo, Valencia, Trolebús Mérida, el Ferrocarril Caracas – Tuy Medio; así como diversas plantas y centrales de generación eléctrica que se construyen en distintas partes del país.

A continuación se presenta un detalle de los aportes para el desarrollo social del país, efectuados por PDVSA durante los años 2001 al 2006:

Tabla 17- Resumen de Desembolsos Reales 2001-2006

Expresado en millones de dolares (US\$MM)

	MMU\$						Total
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	1.003
Misión Mercal	-	-	-	146	303	280	729
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.592	2.210
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	234	626
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	125
Misión Guacaipuro	-	-	-	-	11	-	11
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	784
Misión Identidad	-	-	-	44	1	-	45
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	230	230
Misión Vivienda	-	-	-	-	-	9	9
Misión Robinson I y II	-	-	72	-	-	-	72
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	102
Proyecto Etanol	-	-	-	-	153	-	153
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	27
Ampliación Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	141
Convenio Integral Bolivia - Venezuela (YFPB)	-	-	-	-	-	5	5
Desarrollo Sustentable	-	-	-	-	-	63	63
Convenio Integral Argentina - Venezuela (CAMMESA)	-	-	-	-	-	186	186
Convenio Integral Uruguay - Venezuela (AMCAP)	-	-	-	-	-	150	150
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	40
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	875
Revolución Energética	-	-	-	-	-	178	178
Otras	-	-	96	13	228	46	383
<b>Aportes a Misiones y Programas Sociales</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>249</b>	<b>1.216</b>	<b>2.562</b>	<b>4.072</b>	<b>8.147</b>
<b>FONDEN</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.525</b>	<b>6.855</b>	<b>8.380</b>
<b>Aportes a Programas Sociales y FONDEN</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>249</b>	<b>1.216</b>	<b>4.087</b>	<b>10.927</b>	<b>16.527</b>
<b>Planes de Inversión Social: Fideicomisos (CVP)</b>							
Fideicomiso Viviendas e Infraestructura	-	-	300	500	500	414	1.714
Fideicomiso Agrícola	-	-	-	600	600	423	1.623
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	4.229
Fideicomiso EPS	-	-	-	-	100	-	100
<b>Aportes en fideicomisos para Planes de Inversión Social</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>300</b>	<b>3.100</b>	<b>3.200</b>	<b>1.066</b>	<b>7.666</b>
<b>Total de Aportes de PDVSA al Desarrollo Social más FONDEN (1)</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>4.316</b>	<b>7.287</b>	<b>11.993</b>	<b>24.193</b>

(1) Los desembolsos por 24 mil 193 millones de dólares, aportados por PDVSA durante los seis años comprendidos entre 2001 y 2006, difieren ligeramente de los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en periodos distintos al del pago.

### Aportes a las Misiones Sociales

A continuación se comentan los objetivos e impactos de los aportes de PDVSA a las diferentes misiones adelantadas por el Gobierno Bolivariano de Venezuela:

- **Misión Ribas**

Contempla beneficiar a todas a aquellas personas que no han podido culminar el bachillerato. Los recursos asignados desde el año 2003 hasta diciembre de 2006 han sido por US\$1.003 MM, recursos que se han traducido en el otorgamiento de 371.225 becas, formación de 58.333 facilitadores y 10.000 coordinadores; así como también el acondicionamiento de 8.000 espacios

educativos. Hasta el 31 de diciembre de 2006, se habían incorporado 917.796 estudiantes, a nivel nacional.

- **Misión Mercal**

A través de esta misión, PDVSA apoya el Plan de Seguridad Alimentaria a nivel nacional, a través de aportes a FUNDAPROAL, MERCAL Y LA CASA. Entre los años 2003 y 2006, se han otorgado US\$729 MM para el acondicionamiento de 70 centros de acopio, remodelación de 170 módulos tipo, adquisición de 60 gandolas y 3 plantas empaquetadoras. La población beneficiada con estos aportes ha sido 15.334.005 venezolanos y venezolanas, en todo el territorio nacional.

- **Misiones Barrio Adentro I, II y III**

Misión Barrio Adentro I garantiza el acceso a los servicios de salud a través de la atención primaria. La Misión Barrio Adentro II contempla la recuperación de centros ambulatorios y construcción de clínicas populares y centro de desarrollo integral. La Misión Barrio Adentro III, se enfoca a la reformulación de módulos de asistencia, gestión y modernización de la infraestructura y equipamiento tecnológico de los hospitales públicos. El aporte otorgado en el período 2003 - 2006 ha sido de US\$2.210 MM, lo que ha permitido la construcción de 1.000 módulos asistenciales, 21 consultorios populares, 48 consultorios, centros de rehabilitación integral, centros de alta tecnología, entre otros; además, la entrega de recursos financieros para gastos de funcionamiento del Hospital Cardiológico Infantil "Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa".

- **Misión Vuelvan Caras**

Los recursos aportados a esta misión están destinados a la capacitación de jóvenes y adultos en oficios de interés común y en la constitución de cooperativas; así como también para el pago de becas a lanceros, instructores y supervisores y para la dotación de materiales y maquinarias. Durante el período 2003 – 2006 se han aportado US\$626 MM. Los lanceros certificados son 264.720, quienes han conformado 6.814 cooperativas, 130 núcleos de desarrollo endógeno, 2.567 facilitadores y 1.546 consultores; asimismo, se han otorgado 202.452 becas a personas sostén de hogar y 147.548 becas a personas no sostén de hogar.

- **Misión Milagro**

El aporte a esta misión, durante el período 2003 – 2006, ha sido de US\$125 MM, cuyo objetivo es realizar operaciones quirúrgicas por patologías oftalmológicas de forma gratuita. Adicionalmente, se han acondicionado los aeropuertos "Simón Bolívar" (Rampa 4) y "José Antonio Anzoátegui", con el fin de facilitar el traslado de los pacientes beneficiados. Esta misión ha permitido la realización de 13.090 intervenciones quirúrgicas, de las cuales 11.197 han sido practicadas a venezolanos.

- **Misión Sucre**

Garantiza el acceso a la educación universitaria a todos los bachilleres sin cupo; así como también proporciona infraestructura para la educación superior, entre éstas, la Universidad Bolivariana de Venezuela, Núcleo Maturín. Para lo anterior, el aporte a la fecha ha sido de US\$784 MM, incorporando a 330.346 estudiantes. Adicional a estos aportes, PDVSA ha cedido infraestructura propia en el Área Metropolitana de Caracas, que sirve de sede a instituciones como la Universidad Bolivariana de Venezuela – UBV (Edificio Chaguaramos), a la Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada – UNEFA (Edificio Chuao) y al Colegio Universitario de Caracas – CUC (Edificio Sucre).

- **Misión Guaicapuro**

Su objetivo es restituir todos los derechos y elevar la calidad de vida de los pueblos y comunidades indígenas de Venezuela. Durante el período 2003 – 2006, PDVSA ha aportado US\$11 MM a esta misión.

- **Misión Identidad**

Durante el período 2003 - diciembre 2006, el aporte entregado ha sido de US\$ 45 MM, contribuyendo con el registro, control y otorgamiento de cédulas de identidad a más de cinco millones de personas.

- **Misiones Robinson I y II**

Destinadas, en su primera etapa, a la alfabetización de la población venezolana y en su segunda etapa, a culminar estudios de primaria (6° grado), logrando "Territorio Libre de Analfabetismo", para lo cual se han destinado US\$72 MM.

- **Otras Misiones**

PDVSA ha aportado recursos a la Misión Ciencia (US\$230 MM) y a la Misión Vivienda (9MMUS\$), apoyando a otros organismos del estado a cumplir con sus fines y propósitos.

- **Núcleos de Desarrollo Endógeno**

Durante el período 2003 – 2006, PDVSA ha asignado US\$102 MM, para la conformación y consolidación de los siguientes Núcleos de Desarrollo Endógeno, permitiendo coadyuvar la creación de un nuevo tejido productivo y estructura social, fortaleciendo la sinergia interinstitucional, con proyectos sustentables:

#### **Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda**

PDVSA efectuó aportes y donó su sede al Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda, ubicado en la Antigua Planta de Llenado "Nueva Caracas", en el oeste de Caracas. Durante 12 años esta planta estuvo inactiva por causas del aumento de la población a sus alrededores.

A la fecha se han ejecutado 10 obras en este NUDE:

- Clínica Popular Fabricio Ojeda
- Botica popular
- Producción Textil
- Producción de Calzado
- Sector Agrícola
- Súper Mercal
- Farmacia Cooperativa
- Canchas Deportivas
- Plaza Comunitaria y Redoma
- Módulo de Información

## **Desarrollo Endógeno para el Eje Boconcito - Puerto Nutrias, Estado Barinas.**

- Se inició la ejecución de seis (6) Núcleos de Desarrollo Endógeno, fortaleciendo áreas de producción sustentable, hábitat y vivienda, alimentación, educación, organización comunitaria, salud, cultura y deporte, servicios, y ciencia/tecnología, elementos que en conjunto le dan viabilidad y sustentabilidad al proyecto.
- También, se han iniciado los trabajos hacia la construcción de un conjunto de proyectos de apoyo al desarrollo integral del eje; entre los que se pueden mencionar la puesta en marcha de dos plantas móviles de asfalto, una planta de concreto y premezclado, una planta de agregados, dos aldeas universitarias, un acueducto, sistema de riego, mecanización agrícola, adecuación del aeropuerto de Sabaneta, una planta de llenado de GLP, un centro de acopio, una planta procesadora de alimentos, una planta procesadora de lácteos, una planta procesadora de pescado, una televisora, cuatro radios comunitarias y una imprenta.

## **Núcleo de Desarrollo Endógeno Petroquímico**

Durante el año 2006, PDVSA realizó aportes para proyectos de desarrollos endógenos, asociados a actividades industriales en el área de la petroquímica, ubicados en el Complejo Petroquímico de El Tablazo, Municipio Miranda, Estado Zulia, así como en la Zona Industrial de Guacara, Estado Carabobo. Se han adelantado los siguientes proyectos:

- Construcción del Campo Industrial Ana María Campos – CIAMCA (fábrica de jeringas).
- Fabricación de Casas de Plástico (Petrocasa).
- Escuela de Polímeros.

## **Núcleo de Desarrollo Endógeno Santa Inés**

PDVSA impulsa en este Núcleo de desarrollo endógeno ubicado en el Estado Barinas, tierra de Zamora, los siguientes aspectos en beneficio de la comunidad:

- La organización comunitaria ha sido la base para la integración de los santaineseños, quienes trabajan unidos en beneficio de todos a través de un esquema cooperativista. En el núcleo se constituyeron comités de salud; educación; tierras urbanas, donde se regularizó la tenencias de tierras; mesas técnicas de agua, se llevaron a cabo talleres de organización con los Consejos Comunales y cooperativas en diversas áreas.
- En materia de educación, se implementaron los huertos escolares productivos, se reacondicionaron y dotaron las unidades educativas convirtiéndolas en Escuelas Bolivarianas, lo que incrementó la matrícula en 36%. Se llevó a cabo la construcción de la Aldea Universitaria; así como la instauración de un Infocentro y, el acondicionamiento del Multihogar.
- La salud ha sido beneficiada a través de la rehabilitación y dotación del ambulatorio Rural de Santa Inés y la construcción de un Consultorio de Asistencia Médica Integral de la Misión Barrio Adentro I en el Sector Gallegos Paguey. Igualmente se llevaron a cabo Operativos Médicos y jornadas oftalmológicas con la Misión Milagro.
- El Sistema productivo lo impulsa la Granja Integral Ezequiel Zamora, conformada por diversos componentes, entre ellos: el galpón avícola, la siembra de hortalizas, pasto de corte y, la cría de cachamas. El componente porcino, cuenta con una unidad de biodigestión para producción de biogas; lombricultivos para la producción de fertilizante

orgánico; un programa de inseminación artificial para el incremento y mejoramiento del rebaño doble propósito; así como la puesta en funcionamiento de una quesera artesanal.

- La presencia de un Mercal, recientemente inaugurado, ayudará a los productores de la zona a comercializar los excedentes de su producción, lo que impactará positivamente la activación de una economía sustentable y sostenible en el Núcleo.
- Se han fortalecido el deporte y la cultura mediante la creación de espacios para ambos, incluyendo la rehabilitación de instalaciones, dotándolos de insumos e implementos; así como también un periódico, “Santa Inés Avanza”, órgano divulgativo del núcleo.
- El hábitat también ha sido atendido, reemplazando ranchos por casas dignas. En el caso del urbanismo Ezequiel Zamora recibió además asistencia en el área de electrificación y asfaltado.
- En materia de servicios públicos se instaló un módulo de servicios PDV donde, en conjunto con la distribución de combustibles y lubricantes, se prestan servicios de reparación de mecánica ligera y suministros de repuestos automotrices y agrícolas. En el acueducto de la zona se instaló un sistema de cloración de agua; se dotó de contenedores y un camión recolector de basura y se instaló el sistema de recolección de aguas servidas; se estableció un convenio con la policía rural y la alcaldía de Zamora para apoyo en materia de seguridad. Adicionalmente, abrió sus puertas una oficina de Banfoandes, donde se están otorgando créditos inmediatos a los pequeños y medianos productores de la zona. Próximamente entrarán en funcionamiento una radio comunitaria y una posada turística.
- La vialidad, se rehabilitó, a través de un convenio con el 6° cuerpo de Ingenieros del Ejército, desde Santa Inés hasta la bifurcación de Santa Lucía. Incluye la nivelación de la calzada de rodamiento, recuperación y mejoramiento de las obras de drenaje de agua de lluvia y la colocación de la red de paradas.

De esta manera PDVSA, crea un modelo de Núcleo de Desarrollo Endógeno, elevando la calidad de vida de los pobladores, a través de un sistema sostenible y sustentable, contribuyendo con el desarrollo, la economía social, y el rescate de valores y prácticas comunitarias.

### **Núcleo de Desarrollo Endógeno Campo de Carabobo**

Tiene como objetivo la rehabilitación paisajista de la zona monumental del Campo de Carabobo.

### **Núcleo de Desarrollo Endógeno Madre Vieja**

Promueve las actividades socio-productivas de la Parroquia Sabaneta, Municipio Alberto Arvelo Torrealba del Estado Barinas, impulsando cultivos agrícolas.

## **Otros Aportes y Apoyo a Comunidades**

### **• Proyecto Producción de Etanol**

Durante el año 2006, se entregaron recursos financieros a la Corporación Venezolana Agraria (CVA), por un monto de US\$153 MM para ser utilizados en el proyecto de producción de alcohol con fines carburantes, a partir de la caña de azúcar, previendo cubrir la demanda de etanol de PDVSA hasta el año 2010, estimada en 20 mil barriles diarios.

- **Plan de Vialidad**

Durante el período 2003 – 2006 PDVSA aportó recursos por US\$141 MM, para los Proyectos de Infraestructura y Vialidad mediante la firma de diversos Convenios con Gobernaciones y Alcaldías, para la ejecución de las siguientes obras:

- Rehabilitación del tramo vial San Silvestre, San Rafael de Canagua; El Toreño - Santa Lucía y, el tramo ramal Santa Inés en el Estado Barinas.
- Construcción de aceras en los Teatros de Operaciones 1 y 2 en la Dirección Sectorial de Servicios y en la División de Ingeniería del Ministerio de la Defensa.
- Rehabilitación, pavimentación y reparación de vías y puentes en los Estados Cojedes y Barinas.
- Reparación y mejora de carreteras en el Estado Bolívar.
- Ampliación del terminal aéreo (Aeropuerto de Maiquetía), para el apoyo de las misiones.
- Rehabilitación de 42 kilómetros de las vías Dos Caminos-Boro-Las Veritas-Iracuraruigua, Municipio Torres y Municipio Morán, del Estado Lara.
- Rehabilitación de la carretera troncal 17 Lara-Zulia.
- Trabajos de mantenimiento y rehabilitación de 301 kilómetros de la TO19, en el Estado Apure.
- Aporte al Plan de Vialidad 2005, para la ejecución de obras en los distintos estados y municipios en todo el territorio nacional. Recursos entregados a la Fundación Propatria, MINFRA.

- **Aportes a Comunidades**

En el año 2006, PDVSA aportó US\$875 MM, destinados a la atención de diferentes casos, según se especifica a continuación:

**Salud: 854 casos atendidos**

- Tratamiento de Quimioterapia y Radioterapia.
- Cirugías Cardíacas.
- Intervenciones Quirúrgicas Traumatológicas.
- Craneotomía.
- Transplantes de Médula Ósea.
- Implantes corleares

**Dotación de Materiales y Equipos: 217 casos atendidos**

- Dotación de insumos Médicos Quirúrgicos.
- Dotación de Equipos Médicos de uso diario: muletas, sillas de ruedas, colchones antiescaras, félulas, entre otros.
- Dotación de Prótesis y Auxiliares Auditivos.

## **Apoyo Institucional: 76 casos atendidos**

- Becas de Equinoterapia para niños con parálisis cerebral.
- Donaciones a Entes Gubernamentales y no Gubernamentales: Fundaciones y Asociaciones Civiles sin fines de lucro, Hospital Luis Razetti, y Escuelas Bolivarianas.
- Operativos para la entrega de lentes, medicinas y juguetes.

Adicionalmente, durante el año 2006 PDVSA aportó recursos financieros, y apoyó con recursos humanos y logísticos, para la realización de las siguientes obras de apoyo comunitario:

- Acondicionamiento Hospital Modelo de Mariara, Estado Carabobo.
- Electrificación de comunidades en las zonas rurales de los Estados Barinas y Apure.
- Culminación del mercado de Guasdualito, Estado Apure.
- Aportes a la Asociación de Pescadores de Amuay, Estado Falcón.
- Proyecto Paseo Recreacional y Turístico Generalísimo Francisco de Miranda, Municipio Colina, Estado Falcón.
- Mejoras a la infraestructura de la Fundación del Niño del Estado Anzoátegui.
- Plan de Asfaltado, Estado Falcón.
- Apoyo al Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda, Municipio Libertador, Área Metropolitana.

## **Convenios Internacionales de Cooperación**

Hasta el 31 de diciembre de 2006, la República Bolivariana de Venezuela había suscrito convenios internacionales de cooperación con las Repúblicas de Argentina, Uruguay y Bolivia; así como también con países de la Región del Caribe a través del Fondo Alba Caribe. Dichos convenios buscan fortalecer los lazos históricos de amistad, solidaridad y devenir común de nuestros pueblos y al mismo tiempo promover y fomentar el progreso de las respectivas economías, en aras del desarrollo endógeno y de la integración de América Latina para el bienestar económico y social de los pueblos.

Como contraprestación por las ventas de petróleo crudo y productos que realiza PDVSA a estos países, la República Bolivariana de Venezuela ha recibido bienes y servicios destinados a fortalecer las áreas de alimentación, salud, agrícola, ganadera, científica y eléctrica, entre otros. A continuación se mencionan algunos de los beneficios que ha obtenido la República Bolivariana de Venezuela como resultado de estos convenios:

- Suministros de equipos médicos (US\$174MM).
- Suministros de equipos para modernización de la infraestructura de hospitales (25MMUS\$).
- Suministros equipos eléctricos (sub-estaciones, transformadores de potencia, contadores de energía, entre otros,. US\$44 MM).
- Adquisición de maquinaria agrícola (US\$ 123 MM).
- Adquisición de 16.000 computadoras para escuelas bolivariana (US\$ 12 MM).
- Suministro de viviendas industrializadas (US\$ 155 MM).
- Programa de ganadería de altura (US\$ 6 MM).
- Proyecto de desarrollo de soluciones tecnológicas (US\$ 64 MM).
- Anestésico para la Misión Milagro (US\$ 12 MM).

- **Aportes al FONDESPA**

El Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), se creó en el año 2004 para cumplir los principios de vinculación adecuada de los ingresos provenientes de hidrocarburos con la economía nacional, colocando recursos petroleros al servicio del país y con la finalidad de construir un nuevo modelo económico que deje atrás situaciones de desigualdad.

A continuación se presenta un resumen de los aportes de PDVSA al Fondespa, durante los años 2004, 2005 y 2006 (expresado en millones de dólares):

<b>Años</b>	<b>Aportes Efectuados</b>	<b>Asignados por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>
2004	2.000	2.000	464	-
2005	2.000	2.000	1.559	-
2006	229	229	1.421	-
<b>Total</b>	<b>4.229</b>	<b>4.229</b>	<b>3.444</b>	<b>81</b>

Estos recursos han sido asignados a proyectos en las siguientes áreas (expresado en millones de dólares):

<b>Área de Proyecto</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>
Vialidad e Infraestructura	763	528	69
Transporte Público	1.107	975	88
Energía Eléctrica	806	783	97
Desarrollo Endógeno Agroindustria y Mediana Empresa	586	549	94
Comunicaciones, Estudios y Ambiente	104	80	77
Desarrollo Agrícola Nacional	304	247	81
Industrias Básicas	32	3	9
Banca Pública	50	50	100
Defensa Nacional	248	-	-
Integración y Unidad Regional	50	50	100
Fondo Investigación y Desarrollo Garantía Nacional	179	179	100
<b>Total</b>	<b>4.229</b>	<b>3.444</b>	<b>81</b>

A continuación se presenta un detalle de los proyectos en ejecución, con aportes del Fondespa, por cada área: (expresado en millones de dólares)

<b>Proyectos de Vialidad e Infraestructura</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>	<b>Ente Ejecutor</b>
Autopista Gran Mariscal de Ayacucho, Aragüita-Higuerote	225	179	80	INVITRAMI
Vialidad límite Edo. Cojedes: Dos Caminos-S.J. de los Morros	100	42	42	FONTUR
Autopista San Cristóbal-La Fría	73	32	44	IVT
Autopista Antonio José de Sucre. Cumaná-PLC	58	38	66	SAVES
Autopista Gran Mariscal de Ayacucho (Tramo T8)	52	52	100	COVINEA
Maquinarias y/o Equipos MINFRA	99	84	85	FONTUR
Autopista José Antonio Paéz	49	34	69	FUND-PROPAT
Principales Vías Agrícolas. Edo. Barinas	37	27	73	INTRAVIAL
Vía Expresa San Cristóbal-Ureña	27	8	30	IVT
Par Vial Morón-Boca de Aroa-Tucacas	10	10	100	INVIALFA
Canal de Navegación del Río Orinoco (Central y Oriental)	29	22	75	INC
Vía Encontrados-El Cruce	4	-	-	FONTUR
<b>Total</b>	<b>763</b>	<b>528</b>	<b>69</b>	

<b>Proyectos de Transporte Público</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>	<b>Ente Ejecutor</b>
Línea Aérea CONVIASA	58	58	100	CONVIASA
Metro Maracaibo	50	48	96	METRO MCBO
Transporte Masivo de Barquisimeto	257	251	98	TRANSBARCA
Metro Los Teques	50	50	100	M. LOS TEQUES
Continuación Obra Lineal Sistema TORLEBUS Mérida	36	20	56	TROLMERIDA
Continuación Obras Ferrocarril Caracas Tuy Medio Etp.I-II	273	272	100	IAFE
Sistema Ferroviario Tramo Pto. Cabello-La Encrucijada	50	50	100	IAFE
Rehabilitación del Sistema Ferroviario C.O. Simón Bolívar	80	80	100	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo Chaguaramas-Las Mercedes	85	75	88	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo Turén-El Baúl	40	-	-	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo La Encrucijada-S.Fdo. de Apure	120	68	57	IAFE
Modificaciones y Modernización de la Draga Guayana	8	3	38	INC
<b>Total</b>	<b>1.107</b>	<b>975</b>	<b>88</b>	

<b>Proyectos de Energía Eléctrica</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>	<b>Ente Ejecutor</b>
Planta de Ciclo Combinado Termozulia	194	193	99	ENELVEN
Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora	140	124	89	CADAFE
Termoeléctrica Pedro Camejo	107	107	100	CADAFE
Planta de Generación Eléctrica Palavecino	55	54	98	ENELBAR
Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda (La Vueltosa)	40	40	100	CADAFE
Obras en el área de transmisión y distribución energía	245	241	98	CADAFE
Proyectos Comunales Mesas de Energía	19	18	95	CADAFE-ENELBAR
Central Hidroeléctrica Masparro	6	6	100	CADAFE
<b>Total</b>	<b>806</b>	<b>783</b>	<b>97</b>	

<b>Proyectos Desarrollo Endógeno, Agroindustrial y Mediana Empresa</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>	<b>Ente Ejecutor</b>
Desarrollo Endógeno Patria Bolivariana	6	6	100	CORPOZULIA
Fondo de Desarrollo Metalmecánico y Agroindustrial	22	19	86	CORPOCENTRO
Construcción Planta de Cemento	85	85	100	CVG
Recursos Adicionales Misión Vuelvan Caras	188	184	98	MINEP-FONCREI
Fondos Investig. Desarrollo e Innov. Garantía Nacional y Riesgo	175	135	77	BANDES-BANFOANDES
Recuperación de las Instalaciones del Fuerte Mara	10	9	90	CORPOZULIA
Adquisición de Maquinaria Iraní	52	44	85	FONCREI
Sistema de Riego Diluvio – El Palmar	58	58	100	INDER
Complejo Agroindustrial y Azucarero Ezequiel Zamora	87	84	97	CAAEZ
Complejo Azucarero Río Cojedes	19	6	32	CVA
Recursos para Empresa de Cereales y Oleaginosas	6	4	67	CVA
Recursos para la Empresa de Lácteos	1	1	100	CVA
Reactivación Aparato Productivo Región Zuliana	50	46	92	CVA
Reac. Industrial y Explotación Produc. Para Desarr. End.	2	2	100	FONCREI
<b>Total</b>	<b>761</b>	<b>683</b>	<b>90</b>	

<b>Proyectos Comunicaciones, Estudios y Ambiente</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>	<b>Ente Ejecutor</b>
Saneamiento Río Guaire	60	52	85	SAMARN
Recursos para el Proyecto VIVE TV	19	16	84	COVETEL
Exploración Geológica y Base Nacional de Datos	14	4	29	INGEOMIN
Recursos Adicionales Tele Sur	11	8	73	TELESUR
<b>Total</b>	<b>104</b>	<b>80</b>	<b>77</b>	

- **Aportes al FONDEN**

La Reforma a la Ley del Banco Central de Venezuela (BCV) entró en vigencia el 20 de julio de 2005, contemplando un nuevo régimen para las transacciones de PDVSA en moneda extranjera. De acuerdo con este nuevo régimen, PDVSA sólo está obligada a vender al BCV los ingresos en moneda extranjera necesarios para satisfacer sus obligaciones en moneda local. Los montos restantes en moneda extranjera, pueden ser mantenidos por PDVSA para satisfacer las obligaciones e inversiones en moneda extranjera. Cualquier monto en exceso a lo descrito anteriormente, debe ser transferido por PDVSA al Fondo de Desarrollo Nacional Fonden (FONDEN), ente creado por el Ejecutivo Nacional el 8 de septiembre de 2005, con el objetivo de apoyar los proyectos sociales de inversiones real productiva, educación, salud, atención a situaciones especiales, y mejoramiento del perfil y saldo de la deuda pública externa.

Desde la creación del Fonden, PDVSA ha aportado 8.381 MMS\$, según el siguiente detalle:

<b>AÑOS</b>	<b>Aportes al FONDEN (MMUS\$)</b>
2005	1.525
2006	6.856
<b>TOTAL APORTES PDVSA AL 31-12-06</b>	<b>8.381</b>

Asimismo, el Fonden recibe recursos del BCV, de conformidad con la legislación vigente y los acuerdos en materia de política monetaria.

Los recursos totales aportados al Fonden, han sido asignados por el Ejecutivo Nacional entre otros a los siguientes proyectos:

<b>Principales Proyectos Financiados por FONDEN (MMUS\$)</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>
Línea III Tramo El Valle - La Rinconada	365	274	75
Línea IV Tramo Capuchinos - Plaza Venezuela	256	207	81
Metro de Maracaibo	128	102	80
Metro de Valencia	194	45	23
Metro Los Teques	255	245	96
Proyecto Ferroviario Eje Norte Llanero	250	12	5
Sistema Vial Tercer Puente sobre el Río Orinoco	333	171	51
Const. del Sistema Ferroviario Central "Ezequiel Zamora"			
Tramo: Caracas - Tuy Medio	172	171	99
Central Ezequiel Zamora Tramo:			
Puerto Cabello - La Encrucijada	533	476	89
Autopista de Los Llanos Centrales	237	-	-
Autopista Acarigua - Barquisimeto	55	26	48
Reh. del Sistema Centro Occidental "Simón Bolívar",			
Tramos: Puerto Cabello - Barquisimeto y Yaritagua - Acarigua	131	42	32
Sistema Metro Cable San Agustín del Sur	10	-	-
Sistema Metro Ligero Caracas Guaremas Guatire	250	-	-
Línea V Metro Caracas Bello Monte Parque del Este	80	-	-
Línea II Metro Los Teques	120	-	-
Construcción I Fase Línea II Metro Valencia	50	-	-
Planta Termoeléctrica Temozulia	460	81	18
Plantas Termoeléctricas Ezequiel Zamora y Alberto Lovera	61	14	23
Línea de Transmisión 400 KV Malena - Cabruta	250	-	-
Consolidación de Redes de Distribución de los Edos. Monagas y Delta Amacuro	90	29	32
Electrificación del Estado Apure	196	30	15
Proyecto Ampliación Planta de Pequiven en Morón	179	162	91
120 Proyectos acordados en la IV Reunión de la Comisión Mixta del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela	519	364	70
Planta de Cemento Cerro Azul	62	-	-
Planta Pulpa y Papel	70	-	-
Sistema Vial Punte Mixto sobre Río Orinoco	347	273	79
Central Hidroeléctrica Macagua I	203	63	31
Planta de Concentración de Hierro	125	-	-
Empresa Siderúrgica Nacional	184	-	-
Planta de Tubos sin Costura	250	-	-
Inst. Planta Producción Rieles Vía Férrea	100	-	-
Const. Centro de Laminación de Aluminio	130	-	-
Red Nacional de Telecomunicaciones	144	-	-
Adquisición de Equipos Médicos y electromecánicos			
Barrio Adentro 3. Primer Bloque de Equipos. Primera Etapa	450	447	99
Barrio Adentro IV	382	-	-
Capitalización Banco Agrícola de Venezuela	326	286	88
Capitalización Fondo de Desarrollo Agropecuario,			
Pesquero , forestal y Afines	327	327	100
Culminación Fase I Proyecto saneamiento			
Cuenca Río Guaire	90	13	14
Iniciación de Proceso de Reestructuración de la Deuda Pública	3.252	3.221	99

<b>Principales Proyectos Financiados por FONDEN (MMUS\$)</b>	<b>Asignado por el Ejecutivo Nacional</b>	<b>Ejecución Acumulada al 31/12/06</b>	<b>% de Ejecución</b>
Inicio de la primera fase de la Construcción de Viviendas y Urbanismo del Desarrollo Habitacional Ciudad Zamora, Cúa, Edo. Miranda	45	14	31
8.822 Viviendas para la culminación de Obras del Programa Cierre de Ciclo	219	104	47
Construcción de nuevos desarrollos y compra de viviendas en el mercado primario para atender y reubicar los habitantes de Nueva Tacagua, Barrio Nueva Esparta, Ojo de Agua, etc, producto de la emergencia enero 2006,	158	92	58
Indemnizaciones a Familias por Subsistencia en el Lago de Valencia	33	33	100
Emergencia Vaguada	87	46	53
Obras por ejecutar del INAVI para la construcción y culminación de 7.292 viviendas (Cierre de ciclo).	193	102	53
Barrio Adentro II	127	95	75
Continuación del Programa VENESAT I (Implementación del Sistema Satelital Simón Bolívar)	68	10	15
Proyectos Del Ministerio Para Del Poder Popular Para La Defensa	1.541	1.093	71

## V. Análisis Operacional y Financiero

### 1. *Resumen Ejecutivo*

Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen básicamente del volumen de producción de crudo y del nivel de precios de los hidrocarburos. El nivel de producción de crudo y los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción han sido los principales factores determinantes en los resultados financieros y operacionales.

Históricamente, los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), han entrado en acuerdos para reducir la producción de crudo. Estos acuerdos han incrementado los precios globales de crudo bajando la oferta global de producción. Desde el mes de julio de 2005 hasta el mes de octubre de 2006, la cuota de producción asignada a Venezuela por la OPEP era de 3.223 MBD. En noviembre de 2006 dicha cuota fue reducida en 138 MBD.

En cuanto a los precios del crudo, han continuado con una tendencia alcista, a pesar de los esfuerzos de la OPEP por estabilizar el mercado. En el año 2006, la cesta OPEP se elevó a 61,08 \$/Bl, representando un incremento de 10,44 \$/Bl con respecto al alcanzado en el año 2005. Este incremento en los precios del petróleo se debió, fundamentalmente, al crecimiento sostenido de la demanda en los países asiáticos, acuerdo de recorte de producción de la OPEP, persistencia de las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente y África, problemas de producción en Nigeria y, a movimientos especulativos en los mercados a futuro. El precio promedio de la cesta de exportación para el año 2006 fue de 55,21 \$/Bl crudos, esto es 9,06 \$/Bl por encima del año anterior.

### 2. *Inflación y Devaluación*

Los ingresos por ventas de PDVSA al igual que gran parte de los costos operacionales se causan principalmente en US\$ (dólares), mientras que los impuestos en Venezuela son incurridos en bolívares (Bs). Como resultado, las condiciones financieras y el resultado de operación de PDVSA están afectados por la tasa de inflación y la tasa cambiaria (Bs/US\$) en Venezuela.

Indicadores financieros:

	31 de diciembre de	
	2006	2005
Tasas de cambio del dólar al cierre contable (Bs/\$1)	2.150	2.150
Tasas de cambio promedio anuales del dólar (Bs/\$1)	2.150	2.110
Incrementos interanuales en la tasa de cambio del dólar (%)	-	11,98
Incrementos interanuales en el IPC (%)	16,97	14,36

### 3. *Impuestos*

#### a) *Ley de Impuesto Sobre la Renta*

La Ley de Impuesto sobre la renta en Venezuela establece el ajuste fiscal por inflación para el cálculo del impuesto. Los valores inicialmente ajustados de las propiedades, plantas y equipos son depreciados o amortizados a los fines fiscales en su vida útil remanente. La Ley también establece un ajuste regular por inflación anual que será incluido en la conciliación de la renta como una partida gravable o deducible.

La Ley de Impuesto sobre la renta en Venezuela establece una tarifa de 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, estableciendo ciertas excepciones para la explotación y realización de actividades conexas sobre petróleos

crudos extrapesados y gas no asociado, cuya tarifa es de 34%. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior, es de 35%.

En mayo de 2006 se aprobó la Reforma Parcial a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, mediante la cual se establece cambios a los impuestos existentes y la creación de nuevos impuestos, que se mencionan a continuación.

#### **b) Regalía**

La regalía se paga con base en el petróleo crudo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Se establece una tasa de 30% sobre los volúmenes de hidrocarburos y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables a PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y, las empresas mixtas).

Las operadoras deberán pagar al Estado mediante regalías e impuestos adicionales 33,33% del valor de cada barril a boca de pozo. Las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco adicional a la regalía de 16 2/3% deberán cancelar un impuesto de extracción de 16 2/3%. El 14 de noviembre de 2006 se establece un nuevo cálculo de regalías para las empresas que realizan actividades petroleras primarias en el país, fundamentándose en que se medirán, mensualmente, en los campos de producción los contenidos de azufre y gravedad API de los hidrocarburos líquidos extraídos y, se reportarán conjuntamente con la producción fiscalizada; toda esta información formará parte del precio de liquidación de la regalía y se utilizará para el cálculo de cualquier ventaja especial. Esta información ocasionará ajustes por gravedad y azufre los cuales serán publicados por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Para la producción de crudo extra pesado operado por BITOR se establece la tasa de cálculo entre 16 2/3% y 30%, en función de la rentabilidad de los yacimientos. La regalía causada para los años 2006 y 2005 fue de US\$ 17.154 millones y US\$ 13.200 millones, respectivamente.

#### **c) Impuesto de Extracción**

La Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece una tasa de 33,33% del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida para el cálculo de la regalía. Al calcular este impuesto, el contribuyente podrá deducir lo que se hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial. Este impuesto se comenzó a aplicar a partir del año 2006; PDVSA pagó por este impuesto US\$ 1.117 millones.

#### **d) Impuesto Superficial**

La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de un impuesto equivalente a 100 unidades tributarias (UT) por cada kilómetro cuadrado o fracción de extensión superficial otorgada que no estuviese en explotación. Este impuesto se incrementará anualmente 2% durante los primeros cinco años y, 5% en los años subsiguientes. Durante los años 2006 y 2005, la filial PDVSA Petróleo incurrió en impuesto superficial en Venezuela por \$144 millones y \$118 millones, respectivamente.

#### **e) Impuesto de Registro de Exportación**

La Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece una tasa de 0,1% sobre el valor de todos los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto del territorio nacional, calculado sobre el precio que se venda al comprador de dichos hidrocarburos. Este impuesto se comenzó a aplicar a partir del 24 de mayo de 2006, con una vigencia efectiva de sesenta (60) días continuos contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial. PDVSA pagó por este concepto durante el año 2006 un total de US\$ 20 millones.

#### **f) Impuesto al Valor Agregado (IVA)**

El 1° de septiembre de 2005, fue publicada la Ley de Reforma Parcial del IVA, en la cual se estableció la reducción de la alícuota de 15% a 14%. La Ley de Reforma Parcial entró en vigencia el 3 de octubre de 2005.

En la Gaceta Oficial N° 38.632, del 26 de febrero de 2007, se publicó la Ley de Reforma Parcial de la Ley sobre el IVA, la cual establece una reducción de la alícuota de 14% a 11%, desde el 1° de marzo hasta el 30 de junio de 2007, y 9% a partir del 1° de julio de 2007.

Como exportadores, las filiales Venezolanas tienen derecho a recuperar una porción del impuesto pagado, el cual se clasifica en el Balance General como créditos fiscales por recuperar. Durante el año 2006, fueron recibidos del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas \$647 millones en Certificados de Retribución Tributaria (CERT) los cuales fueron utilizados para el pago de impuesto sobre la renta. El saldo de los créditos fiscales por recuperar al 31 de diciembre de 2006 y 2005 fue \$4.236 millones y \$4.011 millones, respectivamente.

#### **g) Impuesto de Consumo General**

Las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela y en los Estados Unidos de América causan impuestos de consumo. Durante los años 2006 y 2005 se recaudó y enteró a las entidades gubernamentales, por concepto de estos impuestos, aproximadamente \$4.556 millones y \$4.358 millones, respectivamente.

#### **h) Impuesto al Débito Bancario**

En la Gaceta Oficial N° 38.375, del 8 de febrero de 2006, se publicó la Ley que deroga el Impuesto al Débito Bancario, la cual está en vigencia a partir del 9 de febrero de 2006. Este impuesto se aplicaba a transacciones bancarias y, la tasa vigente para los años 2006 y 2005 fue de 0,50%.

### **4. Reversión Monetaria**

Con fecha 6 de marzo de 2007 la Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela aprobó un decreto con rango, valor y fuerza de ley de reversión monetaria, el cual contempla, a partir del 1° de enero de 2008 una reexpresión de la unidad del sistema monetario en el equivalente de mil bolívares actuales.

De acuerdo con el texto del mencionado decreto-ley, a partir de esa fecha los precios, salarios y demás prestaciones de carácter social, así como los tributos y demás sumas en moneda nacional contenidas en estados financieros o en otros documentos contables, o en títulos de crédito y en general, cualquier operación o referencia expresada en moneda nacional, deberán expresarse conforme al bolívar reexpresado ("Bolívares Fuertes" o "Bs.F").

Como parte del proceso de reversión antes indicado, el decreto-ley contempla que, a partir del 1° de octubre de 2007, los instrumentos en los cuales se oferten los precios de bienes y servicios; así como otros que expresen importes monetarios, emplearán en su referencia tanto la unidad de cuenta previa a la reexpresión, como la resultante de esta última. Así mismo, establece la expresión en la nueva unidad monetaria de aquellos estados financieros de ejercicios concluidos antes del 1° de enero de 2008, cuya aprobación se efectúe con posterioridad a esa fecha.

## **5. Resultados Operacionales y Financieros**

PDVSA, como compañía integrada verticalmente, produce crudo y gas, refina y comercializa. PDVSA desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural en Venezuela “aguas arriba” y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudos y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural “aguas abajo” no sólo en Venezuela, sino también en El Caribe, Norte América, Sur América y Europa, entre otras regiones.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos, nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de crudo y gas y, aplicación de tecnologías.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas abajo basándose en los siguientes factores: porcentajes de utilización de las refinerías, rendimiento de productos y costos de refinación.

Los resultados financieros se evalúan tomando en consideración: margen de refinación, retorno del capital empleado, valor económico agregado, flujo de caja libre, costos de operación por barril producido, margen bruto, estudios comparativos de mercado, entre otros.

Los resultados financieros de PDVSA están en función de los volúmenes de exportación y de los precios de petróleo. Al suplir mezclas óptimas de crudo a clientes y a sus refinerías, PDVSA logró rentabilidad en las inversiones de capitales y utilizó 85% de su capacidad de refinación manteniendo márgenes en los productos vendidos, bajo unas operaciones seguras, cuidando los costos operacionales. Se analizan las condiciones financieras a través de indicadores como, indicadores de deuda, relación deuda patrimonio, retorno del capital empleado, valor económico agregado y, capacidad de endeudamiento.

Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de crudo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de crudo extra pesado y mejorar la tecnología existente para lograr maximizar el retorno sobre las inversiones.

En el sector aguas abajo, PDVSA está invirtiendo para incrementar la capacidad de refinación, mejora de productos y cumplimiento de las leyes ambientales tanto en Venezuela como en el exterior, expandir los mercados en Latinoamérica, El Caribe y Asia y, mejorar la eficiencia de nuestro proceso de refinación y comercialización.

En relación al negocio del gas, PDVSA está promoviendo, activamente, la participación del sector privado en la participación de proyectos de gas no asociado, mejorando nuestro proceso de distribución para incrementar tanto la cuota de mercado nacional e internacional como el mercado del gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo son el mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de Venezuela y, modificar las especificaciones de calidad de los productos.

Los cambios necesarios para suplir la nueva generación de productos incluye la planificación y ejecución de proyectos de capital para proyectos de refinación y de producción de crudo y gas, financiar estos proyectos y ajustar tanto las prácticas operacionales como los procedimientos para asegurar la calidad de productos a nuestros clientes. Estos objetivos deben estar acompañados con iniciativas de mejoramiento de la eficiencia y rentabilidad.

El negocio de crudo y productos refinados es altamente volátil. El riesgo primario de este negocio es la inestabilidad de los precios. Otro riesgo principal es el riesgo operacional, el cual

es el riesgo de fallas mecánicas y/o errores humanos relacionados con la operación de plantas y equipos. Otra área de riesgo es el riesgo político, en el corto plazo; acciones geopolíticas pudieran incrementar la ecuación oferta-demanda, afectando los precios de los crudos y /o productos refinados y creando incrementos en los mercados. A largo plazo, los cambios en las leyes y reglamento podrían incrementar radicalmente los costos del negocio; por lo tanto PDVSA, monitorea constantemente, las tendencias que pudieran afectar el negocio en el cual opera.

PDVSA mitiga el riesgo operacional a través del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR® -PDVSA) y por el seguimiento de las mejores prácticas y procedimientos operacionales. Adicionalmente, la búsqueda de obtener la excelencia operacional. PDVSA mantiene seguros de daños a propiedades.

El riesgo político es un tema que debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, PDVSA es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar ante circunstancias en recortes o incrementos en la producción si llegase a ocurrir algún evento. Adicionalmente, PDVSA reduce el riesgo político y comercial diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo, su capacidad de refinación, en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando oportunidades de negocios en Asia (India y China), Suramérica (Brasil, Uruguay, y Argentina) y, en el Caribe (Jamaica y Cuba).

En Venezuela, PDVSA maneja el riesgo de operar en una economía caracterizada por años de desigual distribución de la riqueza entre la población. Por este motivo PDVSA es parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional. Para mitigar esta situación, PDVSA aportó durante los años 2006 y 2005, US\$13.784 y US\$6.909 en millones de dólares, respectivamente, que corresponden al desarrollo social del país.

La producción de fuel con bajo contenido de azufre, lubricantes de alta calidad y, asfalto es una tendencia para el futuro. Los requerimientos de capital asociados a estas facilidades de equipamiento para producir estos productos pudiesen llevar a consolidar la capacidad de refinación. PDVSA continuará monitoreando estas tendencias y aprovechará las ventajas económicas en la medida que ocurran.

Entre las mayores incertidumbres de PDVSA se encuentran los riesgos de mercado. PDVSA no puede predecir el futuro del mercado del crudo y productos refinados, los cuales pudiesen afectar a la compañía. PDVSA se puede preparar para posibles contingencias. La compañía cree que está preparada para ajustarse a la mayoría de las contingencias para minimizar el posible impacto negativo en el comportamiento o en el futuro, por lo cual mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que la distribución de activos es flexible, teniendo fuentes múltiples de suministro y, un portafolio de clientes diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.

PDVSA continúa haciendo énfasis en la importancia de operaciones eficientes y en el compromiso de seguridad, PDVSA opera en una industria sujeta a precios y ganancias volátiles. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y los resultados, pueden diferir sustancialmente de los estimados de la gerencia. Adicionalmente, el riesgo de crédito de los clientes y suplidores de PDVSA pudiera afectar la liquidez de la compañía y las líneas de crédito o, los términos de pago.

PDVSA tiene suficiente liquidez (definida como flujo de caja proveniente de las operaciones), para mantener sus operaciones, completar los proyectos de capital y reducir la deuda. PDVSA obtuvo nuevo financiamiento en el año 2007 a través de la emisión de bonos por US\$ 7.500 millones, un préstamo por hasta US\$ 3.500 millones con Japan Bank for Internacional Cooperation, JBIC y una línea de crédito por US\$ 1.124 millones de dólares con un grupo de bancos liderados por el BNP Paribas.

a) Resumen consolidado de Información Financiera

Tabla 18- Balance General

	Al 31 de diciembre de					
	2006	2005	2004	2003	2002	2001
	(en millones de dólares estadounidenses)					
<b>Balance general</b>						
Efectivo y equivalentes de efectivo	1.875	1.800	1.748	2.938	1.703	925
Efectivo restringido	848	1.925	709	659	1.772	2.378
Documentos y cuentas por cobrar	10.322	8.625	5.595	4.955	3.515	3.280
Inventarios	7.003	5.621	4.537	2.878	2.263	2.208
Otros activos circulantes	2.985	894	688	642	705	882
<b>Activo circulante</b>	<b>23.033</b>	<b>18.865</b>	<b>13.277</b>	<b>12.072</b>	<b>9.958</b>	<b>9.673</b>
Efectivo restringido	1.928	2.978	3.039	1.000	1.033	1.899
Propiedades, plantas y equipos	42.503	35.959	35.375	35.211	36.397	36.888
Otros activos no circulantes	13.065	12.563	10.156	8.148	6.749	7.500
<b>Total activo</b>	<b>80.529</b>	<b>70.365</b>	<b>61.847</b>	<b>56.431</b>	<b>54.137</b>	<b>55.960</b>
Cuentas por pagar a proveedores	6.379	4.993	4.313	3.365	2.850	3.043
Porción circulante de la deuda a largo plazo	652	729	1.004	750	1.817	1.000
Impuesto sobre la renta por pagar y diferido	4.576	6.347	3.367	624	327	921
Otros pasivos circulantes	9.637	5.092	3.149	2.556	2.188	2.626
<b>Pasivo circulante</b>	<b>21.244</b>	<b>17.161</b>	<b>11.833</b>	<b>7.295</b>	<b>7.182</b>	<b>7.590</b>
Deuda a largo plazo, neta de la porción circulante	2.262	2.704	2.716	6.265	6.426	7.427
Otros pasivos no circulantes	3.920	3.405	5.369	4.280	3.096	4.246
<b>Total pasivo</b>	<b>27.426</b>	<b>23.270</b>	<b>19.918</b>	<b>17.840</b>	<b>16.704</b>	<b>19.263</b>
<b>Patrimonio (1)</b>	<b>53.103</b>	<b>47.095</b>	<b>41.929</b>	<b>38.591</b>	<b>37.433</b>	<b>36.697</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>80.529</b>	<b>70.365</b>	<b>61.847</b>	<b>56.431</b>	<b>54.137</b>	<b>55.960</b>
<b>Relación Deuda/Patrimonio (2)</b>						
Total deuda	2.914	3.433	3.768	7.061	8.341	8.554
Deuda / Patrimonio (%)	5%	7%	9%	18%	22%	23%

(1) Del cual el capital social representa \$ 39.094 millones.

(2) calculado como deuda a largo plazo total, incluyendo porción circulante, dividido entre el patrimonio.

Tabla 19- Ganancias y Pérdidas

**Años terminados el 31 de diciembre de**

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
--	------	------	------	------	------	------

(en millones de dólares estadounidenses)

**Estado de resultados**

Ventas de petróleo y sus productos:

Exportaciones y en el exterior	96.779	81.105	60.972	44.178	39.875	42.682
En Venezuela	2.233	1.408	1.227	961	1.236	1.701
Otras ventas	255	402	43	226	234	285
	<b>99.267</b>	<b>82.915</b>	<b>62.242</b>	<b>45.365</b>	<b>41.345</b>	<b>44.668</b>

**Costos y gastos**

Compras de petróleo crudo y sus productos	38.778	32.001	23.748	20.496	17.364	17.560
Gastos de operación	14.820	14.034	13.181	9.182	8.859	10.432
Gastos de exploración	100	118	60	27	133	174
Depreciación y amortización	3.652	3.191	2.944	2.891	3.075	2.510
Deterioro de activos	(93)	20	6	296	722	257
Gastos de venta, administración y generales	2.184	1.667	1.157	871	1.356	1.569
Regalías y otros impuestos	18.435	13.318	9.247	6.428	5.748	3.760
Gastos de financiamiento	267	183	449	678	753	501
Otros egresos, neto	361	426	622	53	(701)	279
	<b>78.504</b>	<b>64.958</b>	<b>51.414</b>	<b>40.922</b>	<b>37.309</b>	<b>37.042</b>

Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas

	1.072	1.074	938	333	233	413
--	-------	-------	-----	-----	-----	-----

Ganancia en venta e inversión en LYONDELL-CITGO Refining L.P.

	1.432	-	-	-	-	-
--	-------	---	---	---	---	---

**Ganancia antes de gastos para el desarrollo social e impuesto sobre la renta**

	<b>23.267</b>	<b>19.031</b>	<b>11.766</b>	<b>4.776</b>	<b>4.269</b>	<b>8.039</b>
--	---------------	---------------	---------------	--------------	--------------	--------------

<b>Gastos para el desarrollo social</b>	13.784	6.909	1.242	249	-	-
<b>Ganancia antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>9.483</b>	<b>12.122</b>	<b>10.524</b>	<b>4.527</b>	<b>4.269</b>	<b>8.039</b>
<b>Impuesto sobre la renta</b>	4.031	5.793	5.420	1.274	1.082	3.645
<b>Ganancia neta de operaciones continuas</b>	<b>5.452</b>	<b>6.329</b>	<b>5.104</b>	<b>3.253</b>	<b>3.187</b>	<b>4.394</b>
<b>Operaciones discontinuadas</b>						
Ganancia de operaciones discontinuadas netas de impuesto	-	154	302	30	359	(62)
<b>Ganancia neta</b>	<b>5.452</b>	<b>6.483</b>	<b>5.406</b>	<b>3.283</b>	<b>3.546</b>	<b>4.332</b>
Atribuible al Accionista de la Compañía	4.994	6.469	5.432	3.277	3.541	4.327
Intereses minoritarios	458	14	(26)	6	5	5
	<b>5.452</b>	<b>6.483</b>	<b>5.406</b>	<b>3.283</b>	<b>3.546</b>	<b>4.332</b>

Tabla 20- Flujo de Caja

### Información sobre flujo de caja

Usado en actividades de operación	4.104	5.595	8.792	5.929	5.189	7.297
Usado en actividades de inversión	(2.215)	(3.939)	(5.385)	(1.085)	(1.575)	(5.468)
De actividades de financiamiento	(1.814)	(1.604)	(4.597)	(3.609)	(2.836)	(4.161)

### b) Producción

#### • Producción Crudo

La producción propia promedio de 2006 fue de 2.907 MBD, similar al año anterior con un ligero incremento en 1 MBD por encima de la producción promedio alcanzada en 2005 (2.906 MBD), producto del efecto combinado de los siguientes factores: una menor producción de 15 MBD en

la alícuota de las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco por paradas de plantas y reducción cuota OPEP; menor producción (46 MBD) de crudo extrapesado de menos de 8° API, por el cierre de la producción temprana del campo La Ceiba de 4 MBD de Exploración a Riesgo y el efecto de la migración de los convenios operativos a Empresas Mixtas lo cual originó una reducción de 381 MBD compensado, parcialmente, con la producción de las Empresas Mixtas de 241 MBD y, el incremento de la producción en la gestión propia de PDVSA de 206 MBD.

- **Producción de LGN**

La producción promedio del año 2006 de los líquidos del gas natural (LGN), incluyendo el etano, fue de 177 MBD, 12 MBD por encima de la producción promedio del 2005 (165 MBD), con la finalidad de satisfacer la demanda del mercado nacional e incrementar la presencia en el mercado del Caribe, como parte de la política del Gobierno venezolano.

- c) **Ventas**

El incremento de las ventas netas de PDVSA es de US\$ 16.352 millones, 20% por encima de las ventas del año 2005 pasando de US\$ 82.915 millones en el 2005 a US\$ 99.267 millones en el año 2006, debido al efecto de incremento en los precios con respecto al año anterior.

- **Ventas de Exportación**

La exportación propia promedio del año 2006 fue de 2.615 MBD, 3 MBD por encima de la exportación promedio alcanzada en el año 2005 (2.612 MBD). En el 2006 hubo un aumento en las exportaciones de crudo de 41 MBD y una disminución en productos de 13 MBD; y en LGN un aumento de 18 MBD a fin de cumplir lineamientos estratégicos de diversificación de mercados, compensado con una menor exportación de Orimulsión® en 61 MBD, tomando en cuenta la decisión de eliminar su manufactura para utilizar el crudo extrapesado.

El precio promedio del año 2006 de exportación de la Cesta Venezuela, se ubicó en 55,21 \$/BI, con un incremento de precio de 9,06 \$/BI con respecto al precio promedio del año 2005 (46,15 \$/BI) debido, fundamentalmente, al crecimiento sostenido de la demanda en los países asiáticos, al acuerdo de recorte de producción de la OPEP, persistencia de las tensiones geopolíticas del Medio Oriente, problemas de producción en Nigeria y, movimientos especulativos en los mercados a futuros.

Los principales destinos de exportación de crudo, producto y LGN los años 2006 y 2005 son los siguientes:

	<b>2006</b>	<b>2005</b>
	<b>MBD</b>	<b>MBD</b>
Estados Unidos y Canadá	1.253	1.337
Caribe y Centroamérica	612	598
Sur América y Otros	559	567
	<hr/>	<hr/>
<b>Europa</b>	2.424	2.502
	<hr/>	<hr/>
<b>Total</b>	2.615	2.612

- **Ventas netas Filiales internacionales**

En el año 2006, el volumen total de crudo, productos refinados y LGN vendidos totalizan US\$ 59.036 millones comparado con US\$ 51.091 millones del año 2005, lo que representó un incremento de US\$ 7.945 millones. PDV-América filial 100% poseída (CITGO) generó la mayor

parte de las ventas. El volumen total de las ventas de productos refinados de PDV-América fue de 1.637 MBD para el año 2006 y, 1.685 MBD para el año 2005.

- **Ventas Mercado local**

PDVSA vendió 548 MBD de productos refinados (incluye Gas Licuado de Petróleo) en el mercado venezolano en el año 2006 comparado con 506 MBD en el año 2005. Adicionalmente, PDVSA vendió 431 MBD equivalentes de Gas Natural comparado con 392 MBD equivalentes. El precio por barril de productos refinados se incrementó en 1.4%, pasando de 6.97 \$/BI en 2005 a 7.07 \$/BI en 2006.

El precio del gas natural se mantuvo en 0.54 \$/MPC para los años 2006 y 2005.

#### **d) Costos y Gastos**

- **Compras de Crudo y productos**

El incremento en las compras de crudo y producto es de US\$ 6.777 millones, lo que representa 21%, pasando de US\$ 32.001 millones en el año 2005 a US\$ 38.778 millones de dólares en el año 2006. El aumento se originó por mayores compras de crudos y productos y por el incremento de los precios en el Sector Internacional, principalmente por las compras de CITGO a Terceros (71,72 US\$/Bls 2006 Vs 58,24 US\$/Bls 2005); así como también de PDVSA Petróleo en el Sector Nacional (49,14 US\$/Bls 2006 Vs 36,12 US\$/Bls año 2005).

- **Costos de operación**

El costo de operación para 2006 cerró con un saldo de US\$ 14.820 millones mientras que para el año 2005 se ubicó en US\$ 14.034 millones, lo que representa un incremento de US\$ 786 millones. Esto se debe, principalmente, al efecto combinado mayores costos en contratos y servicios por una mayor actividad con equipos de bombas electrosumergibles, mayores costos en perforación de pozos, alquiler de transporte acuático y terrestre, adquisición de medidores multifásicos y respuestos, revalorización de las primas de seguro de las plantas de procesamiento de gas y, mayores desembolsos de labor por aproximadamente US\$ 682 millones producto de incrementos salariales, mayores costos en beneficios por conceptos de aportes empresariales, absorción de personal contratista y nuevos empleados, compensado parcialmente por la suspensión de los pagos de OP-Fee, Cap-fee y estipendios a consecuencia de la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas a partir del 1° de abril de 2006.

- **Gastos de Exploración**

Los gastos de exploración se ubicaron en US\$ 100 millones, US\$ 18 millones menos que el año 2005 debido a menores gastos de geofísica.

- **Gastos de Ventas, Administración y Generales**

Para 2006 el gasto fue de US\$ 2.184 millones mientras que para 2005 se ubicó en US\$ 1.667 millones lo que representó un aumento de US\$ 517 millones debido, principalmente, al incremento en:

- Costo por Servicios Contratados de US\$ 357 millones con respecto al año 2005 en los que se destacan US\$ 49 millones por honorarios profesionales; así como publicidad y mercadeo de US\$ 65 millones, la puesta en marcha de nuevas filiales de PDVSA a finales del año 2005 (Filial PDVSA Cuba y PDVSA Uruguay) y durante el año 2006 (PDVSA Bolivia, PDVSA China, PDVSA Argentina y PDVSA Colombia).

□ Costo Labor en US\$ 79 millones, generado por la contratación de personal, pago de bonificaciones por convenios con el MENPET realizado por la Casa Matriz durante el año 2006.

- **Gastos de Depreciación y Amortización**

Los gastos de depreciación y amortización para el año 2006 se ubicaron en US\$ 3.652 millones, US\$ 461 millones mayores al gasto del año 2005. Este incremento se debe, básicamente, a las nuevas capitalizaciones y a la incorporación de activos de empresas mixtas.

**e) Otros**

- **Participación Patrimonial en Resultados netos en Compañías Afiliadas**

Los ingresos por participación patrimonial en compañías afiliadas disminuyeron en 2 millones de dólares con respecto al año 2005 debido, principalmente, a la desincorporación de LYONDELL- CITGO Refining LP.

- **Ganancia en Venta de Inversiones LYONDELL-CITGO Refining LP**

En agosto de 2006, CITGO vendió su participación de 41,25% en LYONDELL-CITGO, con fecha efectiva al 31 de julio de 2006. Por esta venta, CITGO recibió \$1.774 millones en efectivo y, reconoció una ganancia neta, por la venta de esta inversión, de \$1.432 millones.

- **Gastos para el Desarrollo Social**

El gasto social se ubicó en US\$ 13.784 millones, un incremento de US\$ 6.875 millones con respecto a la cifra del año 2005 de US\$ 6.909 millones (ver capítulo IV N° 10).

**f) Flujo de Caja**

- **Liquidez y Fuentes de Capital**

Las fuentes primarias de liquidez son los flujos de caja de las operaciones y préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares. PDVSA continúa realizando inversiones de capital para mantener e incrementar el número de reservas de hidrocarburos que se operan y la cantidad de petróleo que se produce y procesa. En las operaciones normales del negocio, PDVSA y sus filiales entran en facilidades y acuerdos de préstamos, para cubrir sus necesidades de liquidez y fondos necesarios para los desembolsos de capital. PDVSA tiene disponible al 31 de diciembre de 2006, líneas de crédito por \$1.129 millones.

- **Flujo de Caja por las Actividades Operacionales**

Al 31 de diciembre de 2006, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de US\$ 4.104 millones debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de US\$ 5.452 millones; US\$ 3.652 millones por gastos de depreciación y amortización; US\$ 195 millones por el costo de obligaciones por retiro de activos; US\$ 486 millones de pérdida por transacciones en monedas extranjeras; US\$ 969 millones por provisión para beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro; US\$ 822 millones por el ajuste al valor razonable de las cuentas por cobrar a largo plazo, compensado parcialmente por US\$ 1.072 millones por los resultados netos en la participación patrimonial en compañías afiliadas; US\$ 1.432 millones por ganancia en venta de inversión en Lyondell-CITGO Refining LP; US\$ 93 millones por deterioro de activos, US\$ 12 millones por disminución de la estimación para cuentas de cobro dudosos y, US\$ 4.139 millones por la variación del capital de trabajo.

- **Flujo de Caja usado para las Actividades de Inversión**

Al 31 de diciembre de 2006, el efectivo neto de PDVSA usado para las actividades de inversión fue de US\$ 2.215 millones, de los cuales US\$ 7.205 millones se utilizaron para las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos neto; US\$ 202 millones para la incorporación de nuevas filiales; una disminución de US\$ 2.127 millones del efectivo restringido neto de aportes que incluye los fideicomisos por US\$ 229 millones; US\$ 1.774 millones por la venta de la inversión en Lyondell-Citgo Refining LP; US\$ 1.236 millones correspondientes a dividendos recibidos de compañías afiliadas y, US\$ 55 millones por otras variaciones de inversiones.

A continuación detalle de los desembolsos para las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos neto:

Millones de Dolares	Desembolsos por Inversiones		
	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	2006	2.005	2004
En Venezuela			
Exploración y Producción	4.166	2.077	1.912
Refinación	385	282	369
Gas	1.244	735	431
Petroquímica y Otros	119	180	309
Sub. Total	<u>5.914</u>	<u>3.274</u>	<u>3.021</u>
Refinación Internacional	<u>1.291</u>	<u>664</u>	<u>364</u>
Total	<u><u>7.205</u></u>	<u><u>3.938</u></u>	<u><u>3.385</u></u>

- **Flujo de Caja usado para las Actividades de Financiamiento**

Al 31 de diciembre de 2006, el efectivo neto de PDVSA usado para las actividades de financiamiento fue de US\$ 1.814 millones, de los cuales US\$ 1.317 millones corresponden a un anticipo al accionista a cuenta de dividendos y, US\$ 497 millones por pagos de la deuda a largo plazo, los cuales corresponden al pago de deuda realizado según los cronogramas establecidos aunado a oferta pública realizada por PDVSA Finance el 13 de marzo de 2006.

- **Cláusulas Contractuales**

Varias facilidades de préstamo establecen cláusulas contractuales que restringen la capacidad de la Compañía a incurrir en deuda adicional, pagar dividendos, hipotecar propiedades y vender ciertos activos. La Compañía estaba en cumplimiento de estas cláusulas al 31 de diciembre de 2006 y 2005.

### g) Efectivo Restringido

- **Fideicomiso en Bandes**

Con base en la nueva responsabilidad social que corresponde a PDVSA, se han constituido los siguientes fideicomisos con el BANDES para atender, primordialmente: programas y proyectos sociales, obras, bienes y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, actividad agrícola, viabilidad, salud y educación en el país:

a) FONDESPA, aprobado en Asamblea de Accionista de fecha 23 de enero de 2004, constituido en dólares y conformado por los ingresos extraordinarios provenientes de la exportación de petróleo crudo y sus productos que excedieron el precio promedio presupuestado por barril, netos de regalías, impuestos y otros gastos directos, en los años 2004 y 2005. Durante los años 2005 y 2004, los aportes al FONDESPA fueron de US\$ 2.000 millones para cada año; y en el año 2006 se efectuó un aporte extraordinario por

US\$ 229 millones para garantizar el cumplimiento de los compromisos de proyectos, previamente aprobados.

- b) Convenio Integral de Cooperación con la República Argentina, producto de la firma del Convenio Integral de Cooperación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Argentina, en reunión de Junta Directiva de PDVSA, efectuada el 15 de julio de 2004, se aprobó la constitución de este fideicomiso en dólares. Dicho fideicomiso estará conformado por las cantidades de dinero y títulos valores provenientes de la cobranza a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), empresa energética estatal Argentina, por las ventas de crudo y sus productos, que PDVSA efectúe de acuerdo con el convenio. Los fondos estarán restringidos para efectuar pagos a las empresas ubicadas en la República Argentina por las importaciones de bienes y servicios provenientes de ese país. Durante los años 2006 y 2005, se efectuaron aportes a este fideicomiso por US\$ 96 millones y US\$ 158 millones, respectivamente.

- **Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM)**

En noviembre de 2003, el Gobierno Nacional constituyó el FEM, con el objetivo de lograr la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, estatal y municipal, frente a las fluctuaciones de los ingresos ordinarios. De acuerdo con la Ley, PDVSCITGOA realizó aportes en dólares hasta el año 2003 sobre la base de los ingresos adicionales de origen petrolero, determinados por 50% de la diferencia en exceso entre los ingresos por exportación de petróleo crudo y sus productos y, el promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendarios, después de deducir los impuestos relacionados con estos ingresos. La Ley y sus reformas no han previsto aportes adicionales desde el año 2004.

Los recursos del FEM pueden ser usados en los casos de suceder una disminución en los ingresos fiscales, cualquiera que sea su origen, con relación al promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendarios o, en caso de estado de emergencia económica decretado de conformidad con la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. Para el retiro de los recursos del FEM por parte de las entidades titulares se informará a la Comisión Permanente de Finanzas de la Asamblea Nacional; así como también a la Contraloría General de la República y, se iniciará el respectivo trámite descrito en la Ley.

Durante los años 2006 y 2005, este fondo originó ingresos financieros por US\$39 millones y US\$22 millones, respectivamente, que se incluyen en otros egresos netos en los estados consolidados de resultados.

- **Fideicomiso suscrito con BANFOANDES, para la Construcción y Acondicionamiento de Módulos Asistenciales para la Misión Barrio Adentro**

El 24 de marzo de 2005, la Junta Directiva de PDVSA aprobó la constitución de un fideicomiso entre PALMAVEN, S.A. (filial de PDVSA) y BANFOANDES. Dicho fideicomiso se creó el 20 de junio de 2005 y está destinado a la creación de 1.000 módulos de asistencia médica para la Misión Barrio Adentro. Este fideicomiso fue constituido con un aporte inicial de US\$ 23 millones y tendrá una duración de un (1) año, prorrogable, automáticamente, por períodos iguales.

- **Fondos para los Proyectos de Crudo Extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco**

Corresponde a fondos depositados en instituciones financieras en el exterior, restringidos para cumplir compromisos relacionados con el financiamiento recibido para el desarrollo de los proyectos de producción y mejoramiento del crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.

- **Fondo para Inversiones de PDV Caribe, S.A.**

El 11 de agosto de 2006, la Junta Directiva de PDVSA aprobó la constitución de un fondo en Euros (€) por € 310 millones (equivalentes a US\$ 407 millones) con el fin de cumplir, a través de la filial PDV Caribe, S.A. con los planes de inversión en proyectos energéticos de gran importancia estratégica, enmarcados dentro de la política de integración energética con países del área de El Caribe, impulsada por el Ejecutivo Nacional. El 4 de septiembre de 2006, se aprobó la colocación, restringida, de estos fondos en una institución financiera en el exterior, con el objetivo de procurar la ejecución adecuada de las inversiones planificadas.

- **Acuerdo de Cooperación Energética suscrito con la República Oriental del Uruguay**

Como resultado de este acuerdo, suscrito en el año 2005, PDVSA se compromete a suministrar petróleo crudo, productos refinados y gas licuado de petróleo (GLP) a la República Oriental del Uruguay. Durante el año 2005, se efectuó un aporte inicial por US\$ 44 millones en una cuenta de una institución financiera ubicada en la República Oriental del Uruguay, en la cual serán depositadas las cobranzas a la Administradora Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), empresa petrolera de Uruguay, provenientes de las ventas relacionadas con este acuerdo. Estos fondos están restringidos para realizar pagos a las empresas ubicadas en la República Oriental del Uruguay, por las importaciones de bienes y servicios provenientes de ese país. Durante los años 2006 y 2005, se efectuaron aportes a este fondo por US\$ 191 millones y US\$ 44 millones, respectivamente

- **Cuenta de Liquidez de PDVSA Finance y CITGO**

Corresponde a la “cuenta de liquidez”, cuya constitución se encuentra establecida en el convenio suscrito con las instituciones financieras para la emisión de bonos, la cual está integrada por efectivo y depósitos a plazos, incluyendo los intereses devengados sobre estos montos.

## **h) Acuerdo de Suministro**

PDVSA Petróleo mantiene varios acuerdos de suministros que se resumen a continuación:

<u>Entidad</u>	<u>Convenio de suministro (MBD)</u>	<u>Año de finalización</u>
Ruhr	237	2022
Nynäs	57	2007
LYONDELL- Houston Refining LP. - antes LYONDELL-CITGO	230	2011
Chalmette Refining	90	Período de la asociación
ConocoPhillips	172	2020
Hovensa	270	Entre 2008 y 2022
Hamaca Marketing Company	129	Período de la asociación
	<u>1.185</u>	

Como resultado de la venta de la inversión en LYONDELL-CITGO, efectuada durante el año 2006, el acuerdo de suministro quedó sin efecto. Se firmó uno nuevo de condiciones similares, entre la empresa LYONDELL Houston Refining LP. y PDVSA Petróleo.

## **i) Políticas Contables Significativas**

Los estados financieros consolidados están preparados de acuerdo con Normas Internacionales

de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board - IASB) y sus interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones (International Financial Reporting Interpretations Committee – IFRIC) de la IASB.

Los estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva el 13 de junio de 2007.

Para la preparación de los estados financieros consolidados se requiere que la gerencia realice estimaciones, juicios y suposiciones que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos presentados de activos, pasivos, ingresos y gastos. La Compañía aplica sus mejores estimaciones y juicios; sin embargo, los resultados finales podrían diferir de esos estimados.

Los estimados y suposiciones relacionadas se basan en la experiencia y algunos otros factores que se consideran razonables en las circunstancias actuales, cuyo resultado es la base para formar los juicios sobre el valor en libros de los activos y pasivos que no son fácilmente determinables por otras fuentes. Los estimados y suposiciones son revisados periódicamente, y, las revisiones de estos estimados contables, son reconocidas en el mismo período y en los períodos futuros afectados.

Las áreas significativas de incertidumbre de estimación y juicios críticos, en la aplicación de políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros, son las siguientes:

- Nota 11 - Depreciación y amortización.
- Nota 15 – Impuesto sobre La Renta diferido y uso de pérdidas fiscales.
- Nota 16 - Valuación de instrumentos financieros.
- Nota 19 - Medición de obligaciones de beneficios definidos, jubilaciones y otros beneficios distintos a los planes de pensiones.
- Nota 20 - Provisión para litigios, asuntos ambientales y otros reclamos.
- Las operaciones de PDVSA podrían verse afectadas por el efecto del clima político, legislativo, regulador y legal, tanto nacional como internacional. Adicionalmente, los cambios importantes en los precios o en la disponibilidad del petróleo crudo y sus productos podrían tener un impacto en los resultados de sus operaciones, en algún año en particular.

#### • **Pronunciamientos Contables Recientemente Emitidos**

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales aún no están vigentes para el año terminado el 31 de diciembre de 2006, y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Las más importantes para PDVSA son las siguientes:

- La NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones y la enmienda a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros: Revelaciones sobre Capital, requieren revelaciones detalladas sobre la relevancia de los instrumentos financieros para la situación financiera de una entidad y su desempeño, tanto revelaciones cualitativas como cuantitativas sobre la naturaleza y alcance de los riesgos asociados. La NIIF 7 y la enmienda a la NIC 1, que serán obligatorias para los estados financieros de 2007, van a requerir la revelación de información adicional sobre los instrumentos financieros y el capital social de la Compañía.
- Durante el año 2006, la IASB emitió la Norma Internacional de Información Financiera N° 8 (NIIF 8) Operaciones por Segmento. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

- Durante el año 2006, la IASB emitió las Interpretaciones N° 9 (IFRIC 9) Reevaluación de Instrumentos Derivados Implícitos; la N° 10 (IFRIC 10) Información Financiera Intermedia y Deterioro; y la N° 12 (IFRIC 12) Acuerdo para Concesión de Servicios. La IFRIC 9 y la IFRIC 10, estarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2007. La IFRIC 12 estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2008.

PDVSA está evaluando las nuevas normas emitidas y, con base en el avance alcanzado en sus análisis a la fecha, considera que estas normas no tendrán un impacto significativo sobre los estados financieros consolidados.

### **Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente**

Durante el año 2006, comenzaron a estar vigentes las siguientes normas e interpretaciones:

- Norma Internacional de contabilidad N° 19 (NIC 19) Beneficios de Empleados: La IASB emitió una enmienda a la NIC 19 revisada en diciembre de 2004, la cual introduce un reconocimiento adicional por ganancias y pérdidas actuariales que surgen de planes de beneficios definidos post-empleo. Otras características de la enmienda incluyen: i) una aclaratoria en cuanto a que el acuerdo contractual entre un plan multi-empleador y los empleados participantes determina cómo debe distribuirse un superávit o financiarse un déficit, y si dará origen a un activo o pasivo; ii) requisitos contables para los planes de beneficio definido en los estados financieros individuales de las entidades dentro de un grupo; y iii) requisitos de revelación adicional.
- NIIF 6, Exploración y Evaluación de Recursos Minerales: La IASB emitió esta norma durante el año 2005, cuyo objetivo es revisar y mejorar las revelaciones sobre información financiera para la exploración y evaluación de los recursos minerales y, específicamente, requiere mejoras referidas a las prácticas contables existentes para gastos de exploración y evaluación.
- Interpretación N° 4 (IFRIC 4), Determinación de si un Acuerdo Contiene un Arrendamiento: La IASB emitió esta interpretación durante el año 2004, la cual contempla cómo determinar cuando un acuerdo es, o contiene un arrendamiento según la definición de NIC 17, Arrendamientos; y cómo separar los pagos por arrendamiento de los otros elementos establecidos en el acuerdo, una vez que se concluye que dicho acuerdo es, o contiene un arrendamiento.

Las políticas contables de la Compañía se han revisado y modificado, en los casos necesarios, para adoptar los requerimientos establecidos en estas nuevas normas o interpretaciones. La adopción de estas normas e interpretaciones no tuvo efectos significativos en los estados financieros consolidados de PDVSA.

## j) Resultados Financieros 2006

	Año terminado el 31 de diciembre de 2006				Año terminado el 31 de diciembre de 2005
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total consolidado	
<b>Ingresos</b>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos					
Exportaciones y en el exterior	52.787	59.107	(15.115)	96.779	81.105
En Venezuela	2.233	5.223	(5.223)	2.233	1.408
Otras Ventas	254	-	1	255	402
<b>Total Ingresos</b>	<b>55.274</b>	<b>64.330</b>	<b>(20.337)</b>	<b>99.267</b>	<b>82.915</b>
<b>Costos y Gastos</b>					
Compras de Petróleo Crudo y sus productos	5.002	53.670	(19.894)	38.778	32.001
Gastos de operación	8.093	6.724	3	14.820	14.034
Gastos de exploración	100	-	-	100	118
Depreciación y amortización	3.189	465	(2)	3.652	3.191
Deterioro de activos	(79)	(13)	(1)	(93)	20
Gastos de ventas, administración y generales	1.687	503	(6)	2.184	1.667
Gastos de financiamiento	304	116	(153)	267	183
Otros egresos, neto	(11)	430	(58)	361	426
<b>Sub-total</b>	<b>18.285</b>	<b>61.895</b>	<b>(20.111)</b>	<b>60.069</b>	<b>51.640</b>
Regalías y otros impuestos	18.435	-	-	18.435	13.318
<b>Total Costos y Gastos</b>	<b>36.720</b>	<b>61.895</b>	<b>(20.111)</b>	<b>78.504</b>	<b>64.958</b>
Participación patrimonial	202	870	-	1.072	1.074
Ganancia en venta de inversión en Lyondell-Citgo Refining LP	-	1.432	-	1.432	-
<b>Ganancia antes de desarrollo social e ISLR</b>	<b>18.756</b>	<b>4.737</b>	<b>(226)</b>	<b>23.267</b>	<b>19.031</b>
<b>Gastos para el desarrollo social</b>	<b>13.781</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>13.784</b>	<b>6.909</b>
<b>Ganancia antes del ISLR</b>	<b>4.975</b>	<b>4.734</b>	<b>(226)</b>	<b>9.483</b>	<b>12.122</b>
Impuesto sobre la renta	2.992	1.661	(622)	4.031	5.793
<b>Ganancia neta de operaciones continuas</b>	<b>1.983</b>	<b>3.073</b>	<b>396</b>	<b>5.452</b>	<b>6.329</b>
<u>Operación descontinuada:</u>					
Ganancia de operación descontinuada, neta de impuesto	-	-	-	-	154
<b>Ganancia neta</b>	<b>1.983</b>	<b>3.073</b>	<b>396</b>	<b>5.452</b>	<b>6.483</b>
<b>Ganancia neta:</b>					
Atribuible al Accionista de la Compañía				4.994	6.469
Intereses minoritarios				458	14
				<b>5.452</b>	<b>6.483</b>

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2006, Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA), obtuvieron una ganancia operacional consolidada, antes de los aportes para desarrollo social y del impuesto sobre la renta, de 23.267 millones de dólares, reflejándose un incremento en este rubro de 4.236 millones de dólares, es decir 22% con respecto al año 2005, en el que la utilidad operacional alcanzó 19.031 millones de dólares. Este incremento en la utilidad del año se debió, fundamentalmente, al aumento de nuestros ingresos, así como a una política de racionalización nuestros costos y gastos operacionales, ordenada y dirigida por la Junta Directiva, de acuerdo con los lineamientos del Ejecutivo Nacional.

En este sentido, durante el año 2006, PDVSA registró ingresos totales por 99.267 millones de dólares, 16.352 millones de dólares más que los 82.915 millones de dólares de ingresos registrados en el año 2005, fundamentalmente, por el aumento de los precios de exportación en el mercado internacional de crudos y sus derivados (el precio promedio del año 2006 fue de 55,21 dólares por barril, mientras que en el año 2005 fue de 46,15 dólares por barril).

Por otro lado, los costos y gastos totalizaron 78.504 millones de dólares, 13.546 millones más que los del año 2005, que alcanzaron a 64.958 millones de dólares. Las principales causas del incremento en los costos y gastos se encuentran en el aumento en las compras de petróleo

crudo, derivados y otros productos, de 6.777 millones de dólares, correspondientes principalmente a la filial estadounidense CITGO Petroleum Corporation, por los mayores precios en el mercado internacional; asimismo, durante este año se produjo un incremento de 5.117 millones dólares en la regalía, debido al aumento de los precios y a la creación durante el mes de mayo del impuesto de extracción, producto de la reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Todas estas estrategias, coordinadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, han aumentado la capacidad contributiva de PDVSA, mejorando significativamente la base de recaudación del Fisco Nacional.

Cabe señalar que el incremento en los costos y gastos de PDVSA hubiese sido mayor, de no haberse ejecutado la medida de migración de los extintos convenios operativos a empresas mixtas, ya que, bajo el escenario de precios altos ocurrido durante el año 2006, los desembolsos por concepto de honorarios profesionales, estipendios y otros pagos que se efectuaban a los beneficiarios de esos convenios, hubiesen alcanzado a unos 4.132 millones de dólares, aproximadamente, mientras que los costos reales del año 2006, por concepto de las operaciones de estos campos, incluyendo la participación de los accionistas minoritarios, fue de 2.623 millones de dólares, permitiendo un ahorro a PDVSA y al país de 1.508 millones de dólares, aproximadamente.

Producto del incremento en la utilidad operacional del año 2006, y en concordancia con el nuevo rol de PDVSA, de conformidad con los lineamientos y estrategias del Gobierno Bolivariano de Venezuela, durante este año se efectuaron aportes para desarrollo social por 13.784 millones de dólares (los cuales incluyen 6.855 millones de dólares de aportes al Fonden), representando un incremento de 6.875 millones de dólares, en comparación con los aportes del año 2005, que fueron por 6.909 millones de dólares.

Asimismo, durante el año 2006 se causó un gasto de impuesto sobre la renta de 4.031 millones de dólares, resultando una utilidad neta en el ejercicio de 5.452 millones de dólares.

Como consecuencia de los resultados en las operaciones del año 2006, los activos totales de PDVSA se incrementaron en 10.164 millones de dólares, al pasar de 70.365 millones en el año 2005, a 80.529 millones en el año 2006, fundamentalmente, por el aumento en las propiedades, planta y equipos, producto de la decisión de migrar los extintos convenios operativos a empresas mixtas, en el marco de la política de plena soberanía petrolera ordenada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Asimismo, durante el año 2006 se incrementó el patrimonio consolidado de PDVSA en 6.008 millones de dólares, al pasar de 47.095 millones de dólares en el año 2005, a 53.103 millones de dólares en 2006.

Los desembolsos por inversiones a nivel Nación totalizaron 5.826 millones de dólares, superior en 1.948 millones de dólares, es decir un 50% superior al año 2005, que fue de 3.878 millones de dólares. El 77,6 % de estas inversiones se acometieron el negocio de Exploración y Producción y de PDVSA Gas, con énfasis en los programas y proyectos orientados hacia el cumplimiento de los objetivos de generación de potencial y de mantenimiento de la capacidad de producción, con lo cual se han fijado las bases y forjado el camino hacia la consolidación del Plan Siembra Petrolera 2006-2012. En lo que respecta a PDVSA Gas, adicionalmente merece destacarse el arranque en firme de proyectos de alto impacto social y vinculados con el sector industrial, tales como: la Interconexión Centro Occidente (ICO), el Complejo Criogénico de Occidente (CCO), Gasoducto Barbacoa – Cumaná – Margarita, CIGMA y el Proyecto Mariscal Sucre.

## **Aportes Pagados a la Nación**

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio 2006 se ubicó en 39.206 millones de dólares, superior en 14.206 millones de dólares, es decir un 57% a la del año 2005, que fue de 25 mil millones de dólares. La contribución incluye: 1.317 millones de dólares por concepto de pago de dividendos, 17.505 millones de dólares por regalía, 797 millones de dólares por impuesto de extracción y 7.594 millones de dólares por impuesto sobre la renta. Asimismo, PDVSA realizó aportes para financiar programas y proyectos establecidos por el Ejecutivo Nacional como una contribución para el desarrollo social e integral del país, por 11.993 millones de dólares, entre los cuales destacan los aportes realizados a FONDESPA por 229 millones de dólares, 6.855 millones de dólares para FONDEN y 4.909 millones de dólares para misiones y comunidades.