



## **Petróleos de Venezuela, S.A.**

Petróleos de Venezuela, S.A. (“PDVSA”) empresa del Estado constituida en 1975 con motivo de la nacionalización de los hidrocarburos, es una sociedad anónima que tiene su domicilio en la ciudad de Caracas.

Por mandato de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, la totalidad de las acciones de PDVSA pertenecen al Estado Venezolano, cuya representación es ejercida a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (“MENPET”). El término de duración de PDVSA es de cincuenta (50) años contados a partir de la fecha de inscripción de su Acta Constitutiva-Estatutaria en el Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Capital y Estado Miranda el 15 de septiembre de 1975, bajo el N° 23, Tomo 99-A. La Asamblea de Accionistas de PDVSA está facultada para renovar el término de duración de PDVSA.

El Acta Constitutiva-Estatutaria de PDVSA fue modificada parcialmente según consta del Acta de Asamblea Ordinaria de Accionistas de PDVSA celebrada el 28 de diciembre de 2004 y debidamente inscrita ante el mencionado Registro el 26 de enero de 2006, bajo el número 42, Tomo 7-A-Pro y publicada en la Gaceta Oficial número 38.081 el 7 de diciembre de 2004.

Las oficinas principales de PDVSA están ubicadas en la Avenida Libertador, Edificio Petróleos de Venezuela, Torre Este, La Campiña, Caracas 1050-A Venezuela. El número telefónico de PDVSA es (212) 708.4111. La página Web de PDVSA es [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com). El número de Registro de Información Fiscal (RIF) de PDVSA es J000950369.

Según un estudio comparativo publicado el 18 de diciembre de 2006 por *Petroleum Intelligence Weekly*, PDVSA es la cuarta empresa de petróleo y gas integrada verticalmente más grande del mundo y fue clasificada cuarta en producción de líquidos, quinta en reservas probadas de crudos, cuarta en capacidad de refinación y séptima en ventas de productos. La producción de crudo de PDVSA promedio para el año 2005 alcanzó los 2.906 miles de barriles diarios de crudo (“mbpd”). Por su parte, la producción promedio de Venezuela alcanzó la cifra de 3.274 mbpd, cifra ésta que está conformada por la producción de PDVSA de 2.906 mbpd más la producción de 368 mbpd de la participación de terceros en la Faja Petrolífera del Orinoco.

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 solo en Venezuela, sino también en el Caribe, Norte América, Sur América y Europa, entre otras regiones. PDVSA controla indirectamente el 100% de CITGO Petroleum Corporation (“CITGO”), la cual refina y comercializa combustible para transporte, productos petroquímicos y otros productos en los Estados Unidos de América (“EE.UU.”).

Los principales compradores de petróleo crudo de PDVSA están en los EE.UU, Canadá, Europa, Sur América y Asia. PDVSA refina petróleo crudo y otros productos en Venezuela y en el exterior, incluyendo gasolina, diesel, *jet fuel*, productos industriales, lubricantes y asfalto.

PDVSA también desarrolla el negocio de gas con una producción de 705 millones de barriles de petróleo equivalentes por día (“mmbœ”).

Según el plan de negocios de PDVSA, la empresa tiene previsto invertir en proyectos de producción de crudo, gas y refinación en Venezuela y el extranjero, a los fines de satisfacer la demanda mundial actual y estimada de energía. El plan a mediano plazo de PDVSA estima inversiones por un total de \$77.000 millones en Venezuela, incluyendo una inversión directa del sector privado de alrededor de \$20.000 millones durante un período de siete años (2006-2012) con el objetivo de alcanzar una producción promedio de 5,8 millones de barriles diarios de crudo (“mmbpd”) y expandir su capacidad de producción de gas y capacidad de refinación, flota de transporte e infraestructura de manejo y almacenamiento para finales del año 2012.

Según la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las actividades de exploración, explotación y comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados, entre otras, están reservadas al Estado o empresas en las que el Estado mantenga control mediante una participación accionaria de más de 50%. Las reservas de hidrocarburos ubicadas en Venezuela son propiedad del Estado Venezolano.

La industria petrolera tiene un gran impacto sobre la economía venezolana: en el año 2005 PDVSA aportó aproximadamente el 16% del Producto Interno Bruto (PIB), el 85% de las exportaciones del país, y el 48% de los ingresos totales del Estado.

### **Desarrollo Social**

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y la Ley Orgánica de Hidrocarburos establecen la obligación de PDVSA de contribuir con mano de obra y recursos financieros en los programas sociales desarrollados y administrados por el gobierno venezolano. Específicamente, el artículo 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 la República Bolivariana de Venezuela. Desde el año 2004, PDVSA ha participado y ha 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 carreteras, agricultura, salud y educación.

PDVSA aportó a los programas sociales llevados a cabo por el gobierno Venezolano, \$ 1.242 millones en 2004, \$6.909 millones en 2005 y \$13.261 millones en 2006, los cuales están incluidos en el “Resumen Consolidado de Información Financiera y Operativa de PDVSA”.

Asimismo PDVSA, de conformidad con la Ley del Banco Central de Venezuela y el Convenio Cambiario N° 9, tiene la potestad de mantener las divisas que necesite para cumplir con sus compromisos denominados en divisas tales como el servicio de su deuda y demás obligaciones en moneda extranjera incluyendo las derivadas de sus planes de inversión, entre otras.

### **Estrategia de Negocios**

La estrategia de negocios de PDVSA está enfocada en desarrollar los hidrocarburos de Venezuela y contribuir al desarrollo del país, así como fortalecer la integración energética con los países del Caribe, Sur América, Centro América y diversificar sus mercados.

PDVSA tiene previsto invertir intensamente en proyectos aguas arriba y aguas abajo, a los efectos de satisfacer la demanda mundial de petróleo, gas y productos refinados. Asimismo, el objetivo de PDVSA es también el de proveer a Venezuela con los recursos necesarios para su desarrollo sustentable.

La estrategia de PDVSA incluye las siguientes iniciativas en áreas claves:

- *Exploración de condensados, crudos livianos y medianos*. PDVSA intenta enfocarse principalmente en las áreas de producción tradicionales. Las demás áreas de exploración, tanto en tierra firme como costa-afuera, se encuentran abiertas a la participación de terceros, de conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.
- *Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco dentro del marco del proyecto “Magna Reserva”*. El área de la Faja Petrolífera del Orinoco (18.220 km<sup>2</sup>) ha sido dividida en 27 bloques cuyas

reservas serán certificadas. PDVSA considera que el proceso de certificación incrementará las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco en unos 236.000 millones de barriles (“mmbbls”). Las reservas probadas de la Faja Petrolífera del Orinoco actualmente son de 38.000 mmbbls. Como consecuencia de la antedicha certificación, Venezuela pasará a tener las reservas probadas de petróleo más grandes del mundo. PDVSA se propone participar activamente en el desarrollo de estas reservas.

- *Expansión del Proyecto Faja Petrolífera del Orinoco.* PDVSA tiene la intención de expandir la Faja Petrolífera del Orinoco mediante el desarrollo de las reservas de crudo extra-pesado, incluyendo nuevas refinerías, oleoductos y terminales. A través de este proyecto, PDVSA espera incrementar la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco para llevarla a 1.237 mbpd en el 2012.
- *Incremento de la Producción en Áreas Tradicionales.* PDVSA está invirtiendo en sus áreas tradicionales a los efectos de llegar a una capacidad de producción de 5.837 mbpd para 2012, considerando los 1.237 mbpd de la Faja Petrolífera del Orinoco. La producción proyectada para el período comprendido hasta el año 2012 incluye: 4.019 mbpd de áreas en que PDVSA es la única operadora; 460 mbpd de áreas en las que se participa con compañías internacionales de petróleo; 112 mbpd de los acuerdos de ganancias compartidas; y 9 mbpd de otras asociaciones con compañías internacionales de petróleo. Los restantes 1.237 mbpd se esperan como resultado de la expansión de la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco como sigue: 622 mbpd de los convenios de asociación ya existentes (los cuales están en proceso de migración a empresas mixtas según el Decreto 5.200 del 26 de febrero de 2007) y 615 mbpd de nuevos desarrollos.
- *Desarrollo de Grandes Proyectos de Refinación.* PDVSA ha planificado incrementar su capacidad de refinación de 3,1 mmbpd (1,3/1,8 mmbpd Venezuela/Extranjero) a 4,1 mmbpd en el 2012 (1,8/2,3 mmbpd Venezuela/Extranjero). La ejecución de esta iniciativa permitirá a PDVSA incrementar su producción de productos refinados y mejorar su portafolio de derivados para incluir más refinados con un alto margen comercial. Específicamente, en Venezuela, PDVSA ha planificado desarrollar nuevos centros de refinación en Cabruta (400 mbpd), Batalla de Santa Inés (50 mbpd), Caripito (50 mbpd) y el Zulia (50 mbpd), y expandir la capacidad de conversión profunda de las refinerías de Paraguaná, el Palito y Puerto La Cruz, de manera de obtener mayor cantidad de productos blancos y menor cantidad de productos residuales.
- *Desarrollo del Sector Gasífero.* PDVSA prevé desarrollar este segmento de su negocio con la participación de terceros tanto en tierra firme como costa-afuera, de conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.
- *Desarrollo de Delta Caribe.* Este desarrollo de gas natural está integrado por los proyectos Delta Caribe y el proyecto Rafael Urdaneta costa afuera en el occidente venezolano. El primero de los proyectos incluye el desarrollo de reservas de gas natural ubicadas en el noreste de la Península de Paría (Proyecto Mariscal Sucre), Plataforma Deltana, Golfo de Paría, Güarapiche, Punta Pescador y Delta Centro. PDVSA tiene la intención de conectar todos los bloques mediante una red de gasoductos conectados al centro de distribución de Güiría, en donde estará ubicado el complejo industrial CIGMA.
- *Desarrollo de Infraestructura.* PDVSA está implementando un programa de infraestructura enfocado en múltiples proyectos con el objeto de asegurar el desarrollo de las reservas. Esta iniciativa incluye la construcción de instalaciones para el almacenamiento de 9,3 mmbbls, tres plataformas de carga, y aproximadamente 650 km de oleoductos. En relación con la distribución en el mercado interno, PDVSA construirá cuatro nuevos centros de distribución con sus respectivos oleoductos. En el sector gas, la red de gasoductos existentes será ampliada mediante la construcción de 6.210 km de gasoductos.
- *Mercadeo de Crudo y Productos.* PDVSA se concentrará en el mercadeo de su crudo y productos de conformidad con su plan de mercadeo, para lo cual llevará a cabo una renovación acelerada de su flota de tanqueros. A través de su filial PDV Marina, PDVSA desea incrementar su capacidad

de tanqueros de 1.348.000 dwt (*Dead Weight Ton*-(Toneladas de Peso Muerto)) a 4.151.000 dwt en 2012. Incrementando el número de tanqueros de su flota y su capacidad de transporte a los fines de acometer la distribución de su capacidad futura, adquiriendo 42 nuevos buques, para alcanzar a 58 a finales de 2012.

## RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OPERATIVA

Al 31 de diciembre de,

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
	(en millones de dólares estadounidenses)					
	(cifras preliminares no auditadas)					
<b>Balance general</b>						
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.030	1.800	1.748	2.938	1.703	925
Efectivo restringido	949	2.023	709	659	1.772	2.378
Documentos y cuentas por cobrar	9.808	8.313	5.595	4.955	3.515	3.280
Inventarios	6.640	5.621	4.537	2.878	2.263	2.208
Otros activos circulantes	3.006	1.541	688	642	705	882
<b>Activo circulante</b>	<b>22.433</b>	<b>19.298</b>	<b>13.277</b>	<b>12.072</b>	<b>9.958</b>	<b>9.673</b>
Efectivo restringido	1.676	2.856	3.039	1.000	1.033	1.899
Propiedades, plantas y equipos	42.541	35.959	35.375	35.211	36.397	36.888
Otros activos no circulantes	12.282	12.252	10.156	8.148	6.749	7.500
<b>Total activo</b>	<b>78.932</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	5.876	4.993	4.313	3.365	2.850	3.043
Porción circulante de la deuda a largo plazo	443	729	1.004	750	1.817	1.000
Impuesto sobre la renta por pagar y diferido	1.897	4.305	3.367	624	327	921
Otros pasivos circulantes	10.004	5.092	3.149	2.556	2.188	2.626
<b>Pasivo circulante</b>	<b>18.220</b>	<b>15.119</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	2.476	2.704	2.716	6.265	6.426	7.427
Otros pasivos no circulantes	5.904	5.447	5.369	4.280	3.096	4.246
<b>Total pasivo</b>	<b>26.600</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>52.332</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>78.932</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 incluyendo arrendamiento financiero	2.964	3.478	3.768	7.061	8.341	8.554
Deuda / Patrimonio (%)	6%	7%	9%	18%	22%	23%

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

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

Años terminados el 31 de diciembre de,

	2006	2005	2004	2003	2002	2001
	(en millones de dólares estadounidenses)					
<b>Estado de resultados</b>	(cifras preliminares no auditadas)					
Ventas de petróleo y sus productos:						
Exportaciones y en el exterior	96.676	81.105	60.972	44.178	39.875	42.682
En Venezuela	2.230	1.408	1.227	961	1.236	1.701
Productos Petroquímicos y otras ventas	1.868	2.040	1.517	1.071	1.201	1.403
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	1.064	1.177	1.041	379	268	464
	<b>101.838</b>	<b>85.730</b>	<b>64.757</b>	<b>46.589</b>	<b>42.580</b>	<b>46.250</b>
<b>Costos y gastos</b>						
Compras de petróleo crudo y sus productos	38.331	32.979	24.649	21.016	17.956	18.228
Gastos de operación	15.198	14.645	13.432	9.373	9.181	10.882
Gastos de exploración	100	118	60	27	133	174
Depreciación y amortización	3.550	3.334	3.082	3.042	3.227	2.624
Deterioro de activos	-	20	6	296	722	257
Gastos de venta, administración y generales	2.050	1.376	1.195	898	1.380	1.616
Regalías y otros impuestos	18.248	13.318	9.247	6.428	5.748	3.760
Gastos de financiamiento	244	190	456	684	763	509
Otros gastos/(ingresos), neto	186	541	563	(25)	(1.178)	199
	<b>78.907</b>	<b>66.521</b>	<b>52.690</b>	<b>41.739</b>	<b>37.932</b>	<b>38.249</b>
<b>Ganancia antes de gastos para el desarrollo social e impuesto sobre la renta</b>	<b>22.931</b>	<b>19.209</b>	<b>12.067</b>	<b>4.850</b>	<b>4.648</b>	<b>8.001</b>
<b>Gastos para el desarrollo social</b>	13.261	6.909	1.242	249	-	-
<b>Ganancia antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>9.670</b>	<b>12.300</b>	<b>10.825</b>	<b>4.601</b>	<b>4.648</b>	<b>8.001</b>
<b>Impuesto sobre la renta</b>	4.896	5.817	5.419	1.318	1.102	3.669
<b>Ganancia neta</b>	<b>4.774</b>	<b>6.483</b>	<b>5.406</b>	<b>3.283</b>	<b>3.546</b>	<b>4.332</b>
<b>Ganancia neta:</b>						
Atribuible al Accionista de la Compañía	4.367	6.469	5.432	3.277	3.541	4.327
Intereses minoritarios	407	14	(26)	6	5	5
	<b>4.774</b>	<b>6.483</b>	<b>5.406</b>	<b>3.283</b>	<b>3.546</b>	<b>4.332</b>
<b>Información sobre flujo de caja</b>						
De actividades de operación	5.638	6.694	8.792	5.929	5.189	7.297
De actividades de inversión	(3.572)	(5.038)	(5.385)	1.085	(1.575)	(5.468)
De actividades de financiamiento	(1.836)	(1.604)	(4.597)	3.609	(2.836)	(4.161)

Al 31 de diciembre de,

	2005	2004	2003	2002	2001
<b>Reservas probadas de Venezuela (mmbbls) (1)</b>					
Crudo	80.012	80.582	77.140	77.157	77.783
Gas natural en boe (2)	26.252	26.117	25.869	25.364	25.568
<b>Hidrocarburos en miles de barriles equivalentes(" boe")</b>	<b>106.264</b>	<b>106.699</b>	<b>103.009</b>	<b>102.521</b>	<b>103.351</b>
<b>Producción de PDVSA (mbpd)</b>					
Crudo (3)	2.906	2.833	2.562	2.716	3.148
Gas líquido de petróleo	165	166	144	173	173
Gas natural en boe (2)	705	658	592	633	706
<b>Hidrocarburos en boe</b>	<b>3.776</b>	<b>3.657</b>	<b>3.298</b>	<b>3.522</b>	<b>4.027</b>
Producción de crudo de PDVSA	2.906	2.883	2.562	2.716	3.148
Participación de terceros en la Faja Petrolífera del Orinoco	368	315	255	204	133
<b>Total producción de crudo Nación</b>	<b>3.274</b>	<b>3.148</b>	<b>2.817</b>	<b>2.920</b>	<b>3.281</b>
<b>Costo de producción promedio (\$/boe)</b>					
Incluyendo convenios operativos (4)	3,93	3,77	3,85	3,92	3,38
Excluyendo convenios operativos (4)	3,13	3,29	2,06	2,42	2,17
<b>Capacidad de refinación (mbpd) (5)</b>					
Venezuela, incl. Refinería Isla	1.638	1.638	1.628	1.628	1.628
EE.UU.	1.310	1.205	1.205	1.205	1.205
Europa	259	259	259	251	251
<b>Total capacidad de refinación</b>	<b>3.207</b>	<b>3.102</b>	<b>3.092</b>	<b>3.084</b>	<b>3.084</b>
<b>Volumen exportado (mbpd) (6)</b>					
Crudo	1.962	1.867	1.773	1.899	2.215
Productos	650	660	502	647	697
<b>Total exportaciones</b>	<b>2.612</b>	<b>2.527</b>	<b>2.275</b>	<b>2.546</b>	<b>2.912</b>
<b>Promedio de precio de exportación (\$/bl)</b>					
Crudo	45,32	32,22	24,35	21,19	18,95
Productos refinados	48,51	34,66	26,53	24,23	23,94
<b>Total exportaciones</b>	<b>46,15</b>	<b>32,88</b>	<b>24,89</b>	<b>21,94</b>	<b>20,21</b>

- (1) Las reservas probadas incluyen las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas y la porción correspondiente a los convenios operativos y otras iniciativas con participación privada.
- (2) Producción de gas natural neta de gas reinyectado. El gas natural es convertido en barriles de crudo equivalente (boe) a una tasa de 5,8 mil pies cúbicos de gas natural por barril de crudo.
- (3) Incluye el crudo sujeto a la participación patrimonial de PDVSA en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (menor a 8° API) como se describe a continuación: 234 mbpd en el 2005, 210 mbpd en el 2004 y 174 mbpd en el 2003.
- (4) Se determina dividiendo el total de costos (excluyendo depreciación) y gastos en actividades de producción de crudo, gas natural y gas natural líquido multiplicado por el total de crudo, gas líquido de petróleo y gas natural neto (boe) producido.
- (5) Estos montos representan la participación de PDVSA en capacidad de refinación en todas las refinerías en las que PDVSA tiene participación patrimonial en capacidad de refinación arrendada.
- (6) Incluye las ventas de crudo sujeto a la participación accionaria de PDVSA en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco y crudo menor a 8° API, como se describe a continuación: 235 mbpd en el 2005, 198 mbpd en el 2004 y 161 mbpd en el 2003.

## CAPITALIZACION

La siguiente tabla presenta la deuda a largo plazo, obligaciones por arrendamientos financieros, intereses minoritarios y patrimonio de PDVSA, preparados por PDVSA de conformidad con las normas internacionales de información financiera (“NIIF”) al 31 de diciembre de 2006 no auditadas, y ajustadas para reflejar los bonos que por \$5.000 millones está emitiendo PDVSA y el contrato de crédito con el Banco de Cooperación Internacional del Japón (*Japan Bank for International Cooperation*) por \$3.500 millones:

	Actual (cifras preliminares no auditadas)	Ajustada (cifras preliminares no auditadas)
	(en millones de dólares estadounidenses)	
<b>Deuda a largo plazo y obligaciones por arrendamientos financieros:</b>		
Bonos PDVSA (1)	-	5.000
.....		
Otros préstamos y títulos garantizados	2.063	2.063
.....		
Préstamos a largo plazo garantizados por organismos de financiamiento a las exportaciones (2)	413	3.913
.....		
Obligaciones por arrendamientos financieros	36	36
.....		
Total deuda a largo plazo	2.512	11.012
.....		
Intereses minoritarios.....	2.486	2.486
Patrimonio (3).....	49.846	49.846
<b>Capitalización total</b>	<b>54.844</b>	<b>63.344</b>
.....		

(1) Refleja la emisión de Bonos PDVSA por \$5.000 millones.

(2) Incluye el contrato de crédito por \$3.500 millones celebrado con el Banco de Cooperación Internacional del Japón (*Japan Bank for International Cooperation*) el 23 de febrero 2007.

(3) Excluye intereses minoritarios.

## LA CORPORACIÓN

PDVSA está constituida como una sociedad anónima y fue creada como la empresa “matríz” de las filiales operadoras.

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las actividades de exploración, explotación y comercio internacional de hidrocarburos y sus derivados, entre otras, están reservadas al Estado o a empresas en las que el Estado mantenga control mediante una participación accionaria mayor al 50%. Las reservas de hidrocarburos ubicadas en Venezuela son propiedad del Estado Venezolano. PDVSA controla indirectamente el 100% de CITGO,

filial que es refinadora y comercializadora de combustibles para el transporte, productos petroquímicos y otros derivados del petróleo en los EE.UU.

### **Junta Directiva**

La Junta Directiva de PDVSA fue designada en enero del año 2005 y durará en sus funciones hasta el año 2007, o hasta que sea designada una nueva Junta Directiva. La Junta Directiva de PDVSA esta conformada de la siguiente manera.

### **DIRECTORES**

<b>Nombre</b>	<b>Cargo en PDVSA</b>
Rafael Ramírez Carreño	Presidente
Luis Vierma	Vice Presidente
Alejandro Granado	Vice Presidente
Eudomario Carruyo	Director interno
Asdrúbal Chávez	Director interno
Eulogio del Pino	Director interno
Déster Rodríguez	Director interno
Jesús Villanueva	Director interno
Iván Orellana	Director externo
Carlos Martínez Mendoza	Director externo
Bernard Mommer	Director externo

### **Estructura organizativa**

Hasta el 31 de diciembre de 1997, PDVSA realizó sus operaciones en Venezuela a través de tres filiales operadoras principales, Corpoven, S.A., Lagoven, S.A. y Maraven, S.A. En 1997, PDVSA estableció una nueva estructura operativa basada en unidades de negocios. Desde entonces, PDVSA ha trabajado en un proceso de transformación de sus operaciones con la finalidad de mejorar su productividad, modernizar sus procesos administrativos y mejorar su retorno de capital. El proceso de transformación conllevó a la fusión de Lagoven, S.A. y Maraven, S.A. en Corpoven S.A. (las antiguas operadoras) el 1 de enero de 1998 y el cambio del nombre de la sociedad resultante a PDVSA Petróleo y Gas, S.A. (“PDVSA P&G”) . En mayo de 2001, el nombre de PDVSA P&G fue modificado a “PDVSA Petróleo S.A.” y, para finales del año 2002, ciertos activos gaseosos no asociados fueron transferidos a PDVSA Gas S.A.

Adicionalmente, PDVSA ha realizado ajustes dentro de su organización con la finalidad de mejorar el control interno de sus operaciones, mejorar su modelo de gobierno corporativo, y alinear su estructura organizativa con las estrategias a largo plazo de su accionista.

### **Aspectos significativos del negocio**

Las reservas de crudo y gas venezolanas y las operaciones aguas arriba de PDVSA están ubicadas en Venezuela, mientras que las operaciones aguas abajo de PDVSA están ubicadas en Venezuela, el Caribe, Norte América, Sur América y Europa.

Las operaciones aguas arriba y aguas abajo de PDVSA, incluyen:

- Exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, así como el desarrollo de sus instalaciones que están ubicadas en Venezuela;
- Los productos refinados se comercializan en Venezuela bajo el nombre PDV y bajo el nombre CITGO en los EE.UU.;



- Operación de un negocio en el Caribe a través de la Refinería Isla (una refinería y un terminal de almacenamiento que PDVSA arrendó en Curazao);
- Operación de terminales de almacenamiento en Bonaire y las Bahamas en el Caribe;
- Una participación de 50% en varias refinerías: una que es poseída en un 50% por ExxonMobil y otra que es poseída en un 50% por Hess Corporation y en una unidad de destilación de coque/vacío de crudo (poseída en un 50% por ConocoPhillips) ;
- Una participación en ocho refinerías y comercialización de productos petroleros en Alemania, el Reino Unido y Suecia a través de dos consorcios (uno que es poseído en un 50% por BP y otro que es poseído en un 50% por Neste Oil);
- Procesamiento, mercadeo y transporte de todo el gas natural en Venezuela; y
- Realización de actividades de despacho.

En los EE.UU., PDVSA ejecuta sus actividades de refinación de crudo y mercadeo a través de su filial 100% poseída, PDV Holding, quien es dueña del 50% de la refinería Chalmette (a través de PDV Chalmette). Asimismo, PDV Holding, a través de PDV Sweeny, detenta una participación de 50% en unas unidades integradas de 58 mbpd de coque y 110 mbpd de destilación de crudo vacío dentro de una refinería propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas, EE.UU. Estos consorcios con ExxonMobil y ConocoPhillips, respectivamente, procesan crudo en los EE.UU. PDVSA también posee el 50% de Hovensa, L.L.C. (“Hovensa”), un consorcio con Hess Corporation.

PDV Holding es propietaria del 100% de CITGO a través de PDV America. A través de las subsidiarias de PDVSA en los EE.UU., PDVSA es el quinto refinador de crudo más grande en los EE.UU., calculado en base a su participación acumulada en capacidad de refinación para Diciembre de 2006, equivalente a 1.201 mbpd. CITGO refina, comercializa y transporta gasolina, diesel, turbo combustible, productos petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos petroleros en los EE.UU. Los clientes de combustible para transporte de CITGO incluyen: principalmente los mayoristas de la marca CITGO; principales tiendas de conveniencia; y las aerolíneas que se encuentran generalmente ubicadas al este de las Montañas Rocosas. El asfalto generalmente es comercializado a contratistas de pavimentos independientes en la Costa Este del Golfo y en el Medio Oeste de los Estados Unidos de América. Los lubricantes son vendidos principalmente en los EE.UU. a distribuidores independientes, distribuidores mayoristas y a clientes industriales.

En Europa, PDVSA realiza sus actividades de refinación de crudo y de productos refinados de petróleo a través de su subsidiaria PDV Europa, la cual es propietaria de una participación de 50% en Ruhr Oel, una compañía basada en Alemania que PDVSA posee en conjunto con BP. A través de Ruhr Oel, PDVSA refina crudo, mercadea y transporta gasolina, diesel, aceite para calentamiento, productos petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos refinados de petróleo. PDVSA también es propietaria de 50% de Nynäs, una compañía que realiza operaciones en Suecia y en el Reino Unido que PDVSA posee en conjunto con Neste Oil. A través de Nynäs, PDVSA refina crudo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros productos refinados de petróleo.

En la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de PDVSA celebrada el 27 de junio de 2005, el accionista de PDVSA aprobó la constitución de PDV Caribe, S.A. (PDV Caribe). PDV Caribe está domiciliada en Caracas y su objetivo fundamental es monitorear los lineamientos operativos establecidos por el Acuerdo de Cooperación Energética de Petrocaribe celebrado entre el Ejecutivo Nacional y catorce países del Caribe el 29 de junio de 2005. PDV Caribe se concentra principalmente en operaciones en el Caribe, particularmente la exploración y producción de crudo, la importación y exportación de hidrocarburos y productos derivados, la refinación de hidrocarburos y la producción de productos petroleros.

La mayoría de los acuerdos de suministro que PDVSA ha suscrito con compañías petroleras estatales dentro del marco de Petrocaribe establecen un precio de venta equivalente al valor de mercado, términos de pago entre 30 y 90 días para una porción significativa de cada suministro y financiamiento a largo plazo para la porción

remanente. Estos acuerdos tienen duraciones de un año y pueden ser extendidos por mutuo consentimiento de las partes.

## Gas

El negocio del gas es realizado por PDVSA Gas. Esta subsidiaria realiza actividades de explotación y procesamiento de gas para la producción de Gas Natural Licuado (“NGL”), así como transporte y el mercadeo de gas en el mercado local. Asimismo, PDVSA Gas procesa el gas producido por las divisiones de exploración y producción de PDVSA en oriente y occidente, y recibe todo el gas remanente después del consumo en las operaciones de PDVSA, para el transporte y mercadeo en el mercado local. Por otra parte, CVP se encarga de todos los proyectos de gas natural costa afuera.

DELTAVEN, subsidiaria para el mercado interno ha comercializado y distribuido al detal gasolina y otros productos refinados en Venezuela bajo la marca PDV desde 1997. DELTAVEN, junto con el sector privado, también está promoviendo el desarrollo de la infraestructura comercial y de servicios para clientes detallistas.

INTEVEP es una subsidiaria, a través de la cual PDVSA conduce sus actividades de investigación y desarrollo.

## Estrategia de negocios

El plan a mediano plazo de PDVSA, estima inversiones por un total de \$77.000 millones, incluyendo una inversión directa del sector privado de alrededor de \$20.000 millones, durante un período de siete años (2006-2012) con el objetivo de alcanzar una producción promedio de 5,8 mmbpd en el 2012 y expandir su capacidad de producción de gas y capacidad de refinación, flota de transporte, infraestructura de manejo y almacenamiento para finales del año 2012. El siguiente cuadro contiene un resumen de las inversiones para 2006 y de las previstas para el período 2007 - 2012:

Plan de Inversiones 2006-2012 para Venezuela.

	Al 31 de diciembre de,							Total
	2006(4)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Exploración	389	409	505	413	284	228	216	2.444
Producción	2.686	2.911	1.837	2.400	2.485	2.240	2.140	16.699
Convenios Operativos (1)	313	600	1.002	467	361	190	120	3.053
Proyecto Faja del Orinoco (2)	196	300	553	388	320	328	406	2.491
Nuevos proyectos de la Faja (2)	0	0	1.606	4.533	3.542	3.662	3.120	16.463
Ganancias compartidas (3)	143	437	304	369	380	20	14	1.667
Gas	1.229	3.400	2.367	2.534	2.201	2.499	1.966	16.196
Refinación	529	841	6.343	3.834	3.290	1.170	279	16.286
Suministro y comercialización	451	1.172	92	88	84	79	75	2.041
<b>Total</b>	<b>5.936</b>	<b>10.070</b>	<b>14.609</b>	<b>15.026</b>	<b>12.947</b>	<b>10.416</b>	<b>8.336</b>	<b>77.340</b>

(1) Ex Convenios Operativos de PDVSA (convertidos en Empresas Mixtas).

(2) Asociaciones de la Faja del Orinoco.

(3) Acuerdos de Ganancias Compartidas.

(4) Preliminares no auditadas

PDVSA está comprometida con el mantenimiento de los estándares de seguridad e higiene en todas sus operaciones y actividades. La corporación está en proceso de integración tecnológica para potenciar sus ventajas comparativas. Asimismo, PDVSA continúa brindando entrenamiento de calidad a sus empleados.

El plan de negocios de PDVSA busca fortalecer la economía nacional y apoyar al desarrollo social de Venezuela contribuyendo con los programas sociales en las áreas de educación, asistencia social, salud y creación de empleo que adelanta el gobierno nacional.

El plan de negocios de PDVSA incluye las siguientes iniciativas:

**Exploración, producción y mejoramiento.** La estrategia de exploración y producción de PDVSA está concentrada en incrementar la búsqueda de crudos livianos y medianos y reemplazar sistemáticamente dichas reservas, desarrollando nuevas áreas de producción y ajustando sus actividades de producción para adaptarlas a las demandas del mercado y a sus compromisos adquiridos en el marco de la OPEP y con otros productores de petróleo. Para estos fines, PDVSA tiene la intención de adquirir 5.150 km<sup>2</sup> en líneas de sísmica 2D, 21.530 km<sup>2</sup> en líneas de sísmica 3D y taladrar 219 pozos exploratorios. PDVSA tiene la intención de perforar alrededor de 6.525 pozos de producción y ejecutar mantenimiento (Ra/Rc) en 8.343 pozos, entre otras actividades, para alcanzar una capacidad de producción de 5,8 mmbpd en el 2012. PDVSA también se esforzará por mantener sus costos en niveles competitivos y utilizar tecnología de punta. Los primeros cuatro proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco ya han sido completados y están en pleno funcionamiento: Hamaca (PDVSA – ConocoPhillips – Chevron), Petrozuata (PDVSA y ConocoPhillips), Cerro Negro (PDVSA – ExxonMobil – BP), Sincor (PDVSA – TotalFina – Statoil). Estos desarrollos están produciendo más de 574 mbpd de crudo extra pesado. De conformidad con el Decreto Ley 5.200 sobre 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, estas asociaciones serán convertidas en Empresas Mixtas. Actualmente PDVSA está adelantando un proyecto para la certificación de las reservas de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco a los fines de determinar su viabilidad y emprender negocios en dichas áreas.

**Refinación.** La estrategia de refinación de PDVSA está concentrada en ampliar y mejorar su capacidad aguas abajo. En Venezuela PDVSA va a construir cuatro refinerías: Cabruta (400 mbpd), Batalla de Santa Inés (50 mbpd), Caripito (50 mbpd) y Estado Zulia (50 mbpd). Asimismo, PDVSA agregará capacidad de conversión profunda a las refinerías de Puerto La Cruz, CRP (Amuay y Cardón) y El Palito a los fines de mejorar su rendimiento mediante la obtención de productos con mayor valor en el mercado. En las refinerías de PDVSA en los Estados Unidos de América, Europa y el Caribe, PDVSA continuará invirtiendo para satisfacer los requerimientos de calidad de dichos mercados. Asimismo, PDVSA prevé invertir en las refinerías de Kingston-Jamaica y Cienfuegos-Cuba. PDVSA también está analizando la construcción de una refinería en el noreste de Brasil en asociación con Petrobrás, así como desarrollar un proyecto de conversión profunda en la refinería La Teja en Uruguay. Con las antedichas inversiones PDVSA buscará producir productos refinados con un alto margen de comercialización.

**Comercio internacional.** PDVSA está diversificando y continuará expandiendo su mercadeo internacional para garantizar el crecimiento de su cuota de mercado de crudo y productos terminados e incrementar el reconocimiento de sus marcas. PDVSA diversificará su portafolio de clientes mediante la entrada en los mercados de India, Japón y China. PDVSA ampliará sus operaciones en el Caribe y Sur América a través de Petroamerica, filial que incluye a Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, a los fines de promover la integración regional entre las naciones hermanas de Latinoamérica. PDVSA mantiene una posición importante en el mercado norteamericano a través de CITGO y su red de distribución de productos. CITGO International Latin America, Inc. (CILA), su distribuidora de lubricantes, gasolina y destilados en varios países de Latinoamérica, fue traspasada a las siguientes filiales Commercit, S.A. (99%) y Tradecal, S.A. (1%) en el 2005. A los fines de mejorar su logística de transporte marítimo, PDVSA está negociando la construcción de 42 tanqueros bajo acuerdos estratégicos con Argentina, Brasil, China y España. Como consecuencia de esto, PDVSA incrementará el número de buques de su propiedad y son operados por PDV Marina, de 21 a 58. Ésta nueva flota permitirá a PDVSA incrementar su capacidad de exportación en 2.100 mbpd en el 2012. De esta manera, PDVSA controlará cerca del 40% del transporte de su producción

**Mercado interno.** En Venezuela, PDVSA continuará promoviendo el suministro confiable de sus productos y el uso de gasolinas sin plomo (un proceso que comenzó en el cuarto trimestre de 1999) y así mejorar su posición en el mercado interno, mejorar su infraestructura de distribución interna, la cual está constituida por

estaciones de servicio, mega-tiendas y centros de lubricación. Igualmente, seguirá mejorando su distribución de productos en aeropuertos de alto tráfico.

**Gas natural.** El desarrollo del negocio de exploración y producción de gas es una de las principales operaciones de PDVSA. Las actividades de PDVSA en el sector se concentrarán en la promoción del consumo de gas dentro de Venezuela para apuntalar el desarrollo y una mayor calidad de vida. PDVSA prevé ampliar su red de distribución de gas, así como ampliar su capacidad de extracción y procesamiento de gas natural licuado ("GNL"), incluyendo su exportación. PDVSA también tiene previsto crear capacidad de fraccionamiento y desarrollar proyectos de exportación de GNL. Igualmente, PDVSA operará la mayoría de sus campos de producción de gas natural, los cuales han sido asignados por el MENPET. PDVSA continúa explorando reservas de gas libre. PDVSA anticipa apoyarse en su infraestructura de distribución de gas para acometer varios de sus nuevos proyectos. En este sentido, PDVSA está desarrollando una gran red de distribución de gas para usos residenciales, comerciales e industriales. PDVSA prevé que el desarrollo de sus negocios en el sector gas requerirá de inversiones por aproximadamente \$16.000 millones desde la actualidad y hasta el 2012. Dichas inversiones serán llevadas a cabo por PDVSA y el sector privado. En vista de la ubicación geográfica y de las reservas de gas que posee Venezuela, PDVSA considera que podrá alcanzar sus metas en el sector gas.

### Exploración, producción y mejoramiento

La producción comercial de petróleo crudo de Venezuela está concentrada en las siguientes cuencas: Cuenca Zulia, Cuenca Centro Sur Barinas – Apure y Cuenca Este situada en los estados Monagas y Anzoátegui. Los diversos campos de producción venezolanos están geográficamente dispersos, en consecuencia, el riesgo de producción está diversificado. En efecto, el impacto de la pérdida de producción en algún campo sería relativamente menor si se le compara con la producción total de Venezuela. El 52% del crudo que se produce en Venezuela es crudo pesado y extra-pesado. Las cuencas orientales y occidentales han producido aproximadamente 41.600 mmbbls y aproximadamente 16.400 mmbbls a la fecha, respectivamente. Una parte importante de la cuenca sedimentaria de Venezuela no ha sido explorada todavía.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, reservas probadas y desarrolladas de PDVSA, producción en el 2005 y la relación reservas probadas/producción anual en cada una de las principales regiones al 31 de diciembre de 2005:

<b>Para el año terminado el 31 de diciembre de 2005</b>				
	<b>Probadas (1)</b>	<b>Probadas desarrolladas</b>	<b>Producción</b>	<b>Tasa Res/Prod</b>
	<b>(mmbbls)</b>	<b>(mmbbls)</b>	<b>(mbpd)</b>	<b>(años)</b>
<b>Crudo(2):</b>				
Liviano	11.580	2.680	794	40
Medio	12.456	5.026	776	44
Pesado	17.533	5.406	1.097	44
Extra pesado	38.443	3.826	602	175
<b>Total Crudo</b>	<b>80.012</b>	<b>16.938</b>	<b>3.269</b>	<b>67</b>
<b>Gas Natural en boe (3):</b>	26.252	18.401	705	102
<b>Total Hidrocarburo Natural en boe</b>	<b>106.264</b>	<b>35.339</b>	<b>3.974</b>	<b>73</b>

(1) Desarrolladas y no desarrolladas

(2) Producción obtenida en boca de pozo, incluye condensados.

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

La siguiente tabla muestra la ubicación, volumen de producción en el 2005, año de descubrimiento, reservas probadas y la relación de reservas probadas/producción anual de cada uno de los campos más grandes de Venezuela al 31 de diciembre 2005:

<b>Nombre del campo</b>	<b>Ubicación (Estado)</b>	<b>Producción 2005 (mbpd)</b>	<b>Año de descubrimiento</b>	<b>Reservas probadas (mmbbls)</b>	<b>Tasa Res/Prod (años)</b>
Zuata Principal	Anzoátegui	312	1985	14.394	126
Cerro Negro	Anzoátegui	147	1979	7.129	133
Cerro Negro	Monagas	43	1979	6.365	409
Tia Juana	Zulia	204	1925	5.035	67
Huyapari	Anzoátegui	168	1980	3.747	61
Lagunillas	Zulia	142	1925	2.450	47
Bachaquero	Zulia	158	1930	2.238	39
El Furrial	Monagas	387	1986	2.046	14
Bare	Anzoátegui	79	1950	1.965	68
Mulata	Monagas	235	1941	1.919	22
Bloque VII Ceuta	Zulia	122	1956	1.866	42
Boscan	Zulia	111	1946	1.527	38
Urdaneta Oeste	Zulia	107	1955	1.489	38
Santa Barbara	Monagas	136	1941	1.421	29
Melones	Anzoátegui	35	1949	1.018	80

## Reservas

PDVSA emplea información geológica y de ingeniería para estimar las reservas probadas de crudo y gas natural, incluyendo reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Esta información puede demostrar con certeza razonable si estas reservas podrán recuperarse en los años futuros de yacimientos conocidos bajo las actuales condiciones económicas y operativas. PDVSA espera recuperar reservas probadas de crudo y gas natural principalmente de nuevos pozos y de superficies que no han sido perforadas utilizando equipos y métodos operativos actualmente disponibles. Los estimados de las reservas no son precisos y pueden ser objeto de modificaciones. Anualmente PDVSA revisa estas reservas de crudo y gas natural para tomar en cuenta, entre otras cosas, los niveles de producción, las revisiones de campos, la adición de nuevas reservas con ocasión de descubrimientos, los precios a final de año, factores económicos y de otro tipo. Las estimaciones de reservas probadas pueden ser sustancialmente diferentes a las cantidades de crudo y de gas natural que efectivamente se recuperen.

**Crudo.** Al 31 de diciembre de 2005, Venezuela había estimado reservas probadas de crudo totales en 80.000 mmbbls (incluyendo un estimado de 38.000 mmbbls de crudo extra-pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco). La gravedad API promedio de las reservas probadas estimadas de crudo fue 17,3°. En comparación, la gravedad API promedio del crudo producido por PDVSA en 2004 fue de 23° y la gravedad API del crudo mejorado producido en los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco oscila entre 16° y 32°. En base a los niveles de producción del 2005, las reservas probadas estimadas de crudo, incluyendo reservas de crudo pesado y extra-pesado que requerirán costos sustanciales futuros de desarrollo para producción y refinación tienen una vida de aproximadamente 67 años.

**Gas Natural.** Al 31 de diciembre de 2005, Venezuela también había estimado las reservas probadas totales de gas natural en 152.264 mil millones de pies cúbicos ("bcf")(incluyendo un estimado de 15.383 bcf en la Faja Petrolífera del Orinoco, de los cuales 13.819 bcf están asociados a crudo extra-pesado) en comparación con 151.479 bcf (o 26.117 mmbbls y boe) al 31 de diciembre de 2004. Las reservas de gas natural de PDVSA están compuestas de gas asociado que se desarrolla incidentalmente en el desarrollo de sus reservas de crudo. Una gran proporción de sus reservas probadas de gas natural están desarrolladas. Durante el año 2005, aproximadamente un 42% del gas natural producido por PDVSA fue reinyectado para mantener la presión de pozos.

El siguiente cuadro presenta las reservas probadas de crudo y gas natural de PDVSA, incluyendo tanto las reservas desarrolladas como las no desarrolladas. Todas ellas se encuentran ubicadas en Venezuela.

<b>Para el año terminado el 31 de diciembre de,</b>					
	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>
(en millones de barriles, a menos que se indique otra cosa)					
<b>Reservas probadas:</b>					
Condensado	1.833	1.867	1.919	1.900	1.723
Crudo Liviano	9.747	9.830	10.078	10.012	10.345
Crudo Mediano	12.456	12.487	12.340	12.450	12.891
Crudo Pesado	17.533	17.708	17.617	17.414	17.266
Crudo Extra pesado(1)	38.443	38.690	35.186	35.381	35.558
<b>Total crudo</b>	<b>80.012</b>	<b>80.582</b>	<b>77.140</b>	<b>77.157</b>	<b>77.783</b>
<b>Tasa Res/Prod (años)</b>	<b>67</b>	<b>69</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>63</b>
Gas natural (bcf) (2)	152.264	151.479	150.040	147.111	148.294
Gas natural en boe (2)	26.252	26.117	25.869	25.364	25.568
<b>Hidrocarburos totales en boe</b>	<b>106.264</b>	<b>106.699</b>	<b>103.009</b>	<b>102.521</b>	<b>103.351</b>
<b>Reservas probadas desarrolladas:</b>					
Condensado	321	387	416	419	747
Crudo Liviano	2.359	2.772	2.760	2.716	3.590
Crudo Mediano	5.026	5.471	5.419	5.533	5.568
Crudo Pesado	5.406	4.569	4.683	4.877	5.504
Crudo Extra pesado(1)	3.826	4.076	3.010	2.154	1.963
<b>Total crudo</b>	<b>16.938</b>	<b>17.275</b>	<b>16.288</b>	<b>15,699</b>	<b>17.372</b>
Gas natural (bcf) (2)	106.726	106.035	105.030	102.190	103.808
Gas natural en boe (2)	18.401	18.282	18.109	17.619	17.898
<b>Hidrocarburos totales en boe</b>	<b>35.339</b>	<b>35.557</b>	<b>34.397</b>	<b>33.318</b>	<b>35.270</b>
<b>Porcentaje de probadas desarrolladas a reservas totales (3):</b>					
Crudo	<b>21%</b>	21%	21%	20%	22%
Gas natural	<b>70%</b>	70%	70%	69%	70%

(1) Reservas probadas de crudo extra-pesado ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco tienen un grado bajo de desarrollo. Del total de las reservas probadas a ser explotadas bajo el Proyecto de la Faja Petrolífera del Orinoco, para el 31 de diciembre de 2005 3.826 mmbbls fueron desarrolladas bajo las cuatro asociaciones en las cuales PDVSA tiene una participación menor al 50% y actualmente están en proceso de migración a empresas mixtas.

(2) Incluye 13.819 bcf, 13.649 bcf, 12.427 bcf, 12.454 bcf, y 12.476 bcf en 2005, 2004, 2003, 2002, y 2001 respectivamente, asociadas con las reservas de crudo extra-pesado.

(3) Reservas desarrolladas probadas dividido entre el total de reservas probadas.

## Operaciones

PDVSA mantiene un programa activo de exploración y desarrollo diseñado para aumentar sus reservas probadas de crudo y su capacidad de producción. PDVSA ha tenido éxito en sus esfuerzos para incrementar las reservas probadas de crudo y gas natural en cada uno de los últimos 20 años. Comenzando en 1992, PDVSA inició un programa diseñado para atraer e incorporar participación del sector privado en sus actividades de exploración y producción. Actualmente PDVSA realiza actividades de exploración y desarrollo en la Cuenca Occidental Zulia, en

la Cuenca Occidental Barinas – Apure y la Cuenca Oriental en los Estados Monagas y Anzoátegui. Igualmente, PDVSA realiza actividades de exploración y desarrollo extensivas en la Faja Petrolífera del Orinoco de la Cuenca Oriental y de otras cuencas, bien sea independientemente o en asociación con otros socios extranjeros.

En 2004, los gastos de exploración de PDVSA fueron utilizados principalmente para realizar la perforación de cinco pozos exploratorios y la adquisición de 192 kilómetros cuadrados de líneas sísmicas 3D. No se perforaron otros pozos exploratorios ni se compraron líneas sísmicas bajo los convenios operativos de PDVSA. En 2004 se añadieron 4,601 mmbbls de reservas probadas de crudo en comparación con 250 mmbbls en 2003, 238 mmbbls en 2002, 357 mmbbls en 2001 y 209 mmbbls en 2000. Estas reservas probadas de crudo no incluyen extensiones de las reservas existentes, extracciones secundarias u otros factores. En 2005, PDVSA invirtió \$118 millones en 379 pozos de desarrollo y otras facilidades.

La siguiente tabla resume las actividades de perforación de PDVSA por los años indicados:

	Para el año terminado el 31 de diciembre de,				
	(Número de pozos)				
	2005	2004	2003	2002	2001
<b>Pozos de exploración:</b>					
Completados	5	1	3	3	3
Suspendidos	0	0	1	2	0
En evaluación	2	1	0	0	3
En progreso	8	2	3	3	3
Secos o abandonados	1	1	0	2	2
<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>5</b>	<b>7</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
De los cuales provienen de años anteriores	6	1	5	7	5
<b>Pozos de desarrollo perforados (1):</b>	<b>379</b>	<b>313</b>	<b>206</b>	<b>366</b>	<b>479</b>

(1) Incluye pozos en desarrollo, incluso si hubo inicios de perforación en años anteriores, y pozos de inyección. No incluye 26 pozos de desarrollo de PDVSA Gas y 62 pozos de desarrollo (incluyendo dos pozos de inyección) atribuibles a los convenios de servicios operativos de PDVSA ubicados en la División Oriental.

Bajo los proyectos de crudo extra-pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, en el año 2004 PDVSA perforó 122 pozos de desarrollo y 33 pozos estratigráficos, en el año 2003 PDVSA perforó 64 pozos de desarrollo, en el año 2002 PDVSA perforó 17 pozos exploratorios y 144 pozos de exploración y en 2001 PDVSA perforó 9 pozos de exploración y 349 pozos de desarrollo.

En el año 2005, la producción de crudo de PDVSA promedió 2.906 mbpd (incluyendo 234 mbpd atribuibles a su participación en los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco) con gravedad API entre 16° y 32°. Este nivel de producción representa aproximadamente 77% de su estimado para finales del año 2005 de capacidad de producción de crudo de 3.785 mbpd (incluyendo 630 mbpd de capacidad de producción de crudo atribuibles a su participación en los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco). Durante el año 2005, el costo de producción de crudo de PDVSA fue de \$3,93 por barril, o \$3,13 por barril excluyendo la producción y costos atribuibles a los ex convenios operativos.

En promedio, durante el año 2005, la producción de gas natural de PDVSA fue de 7.008 millones de pies cúbicos por día (“mmpcd”) (ó 1.208 mbpd sobre la base de crudo equivalente), de los cuales 2.920 mmcf, ó 42%, fue reinyectado a los fines de mantener presión en pozos. Una porción sustancial de esta producción es transportada a través de sus sistemas de tuberías para el uso de industrias en las regiones Costera y Central de Venezuela.

El siguiente cuadro resume el promedio histórico de producción diaria neta de crudo y gas natural por tipo y por cuenca y el promedio de los precios de venta y los costos de producción en los periodos especificado.

	<b>Para el año terminado el 31 de diciembre de,</b>				
	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>
	(en miles de barriles por día, a menos que se indique otra cosa)				
<b>Producción</b>					
<b>Crudo</b>					
Condensado	18	25	22	46	48
Liviano	776	767	727	774	1.135
Mediano	999	1.001	914	962	1.018
Pesado/Extra pesado	1.113	1.040	899	934	947
<b>Total crudo PDVSA</b>	<b>2.906</b>	<b>2.833</b>	<b>2.562</b>	<b>2.716</b>	<b>3.148</b>
LPG	165	166	144	173	173
<b>Total crudo y LPG</b>	<b>3.071</b>	<b>2.999</b>	<b>2.706</b>	<b>2.889</b>	<b>3.394</b>
<b>Gas natural (mmpcd):</b>					
Producción Bruta	7.008	6.566	5.938	6.023	6.000
Menos: Reinyectado	2.920	2.747	2.506	2.351	1.907
<b>Gas natural netos (mmpcd)</b>	<b>4.088</b>	<b>3.819</b>	<b>3.432</b>	<b>3.672</b>	<b>4.093</b>
<b>Gas natural neto (en boe mbpd)</b>	<b>705</b>	<b>658</b>	<b>592</b>	<b>633</b>	<b>706</b>
<b>Total hidrocarburos en boe (1)</b>	<b>3.776</b>	<b>3.557</b>	<b>3.187</b>	<b>3.465</b>	<b>3.973</b>
<b>Producción de crudo de PDVSA por cuenca (mmpcd):</b>					
Cuenca Zulia Occidental	1.187	1.237	1.121	1.332	1.567
Cuenca Barinas – Apure Occidental	88	85	86	93	109
Cuenca Oriental	1.631	1.511	1.355	1.291	1.472
<b>Total crudo</b>	<b>2.906</b>	<b>2.833</b>	<b>2.562</b>	<b>2.716</b>	<b>3.148</b>
<b>Producción de gas natural por cuenca (mmpcd):</b>					
Cuenca Zulia Occidental	1.255	1.187	1.031	1.261	1.408
Cuenca Barinas – Apure Occidental	17	4	6	8	7
Cuenca Oriental	5.736	5.375	4.901	4.754	4.585
<b>Total gas natural</b>	<b>7.008</b>	<b>6.566</b>	<b>5.938</b>	<b>6.023</b>	<b>6.000</b>
Producción de crudo de PDVSA	2.906	2.833	2.562	2.716	3.148
Participación de terceros en la Faja Petrolífera del Orinoco	368	315	255	204	133
<b>Total producción crudo Nación</b>	<b>3.274</b>	<b>3.148</b>	<b>2.817</b>	<b>2.920</b>	<b>3.281</b>



**Precio promedio de exportación****(2):**

Crudo (\$ por barril)	45,32	32,2	24,3	21,1	18,9
		2	5	9	5
Gas (\$ por mpc) (3)	0,84	0,74	0,61	0,71	0,88

**Costo promedio de producción****(\$/barril) (4)**

Incluyendo ex convenios operativos	3,93	3,77	3,85	3,92	3,38
Excluyendo ex convenios operativos	3,13	3,29	2,06	2,42	2,17

---

(1) boe significa barriles equivalentes de petróleo

(2) Incluyendo ventas a subsidiarias y afiliadas.

(3) mpc representa miles de pies cúbicos

(4) Los costos de producción promedio combinado por barril (para crudo, gas natural y LPG (gas licuado de petróleo), se calculan dividiendo la suma de todos los costos de producción directos e indirectos (incluyendo su propio consumo pero no depreciación y reducción); entre el total del volumen combinado de producción de crudo, gas natural y LPG ).

**Ex Convenios Operativos**

Durante los años 1992, 1993 y 1997, se licitaron los derechos en 33 campos petroleros que no satisfacían las expectativas de retorno de capital para PDVSA y se suscribieron una serie de convenios operativos con varias compañías internacionales y venezolanas.

De conformidad con los términos de los extintos convenios operativos, las compañías petroleras internacionales tenían la obligación de realizar las inversiones de capital necesarias para incrementar la producción de los campos petroleros que les fueron asignados.

Estos inversionistas recuperarían su inversión a través de pagos por concepto de servicios operativos y estipendios pagaderos por PDVSA. La cantidad de pagos y estipendios eran calculados con base en la cantidad de crudo entregado a PDVSA.

Durante el 2005, el MENPET ordenó la conversión de los extintos convenios operativos al régimen de empresas mixtas, según el cual PDVSA o sus filiales deben mantener el control de dichas empresas mediante una participación accionaria de más del 50% del capital, de conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos de 2001.

El 30 de marzo de 2006, la Asamblea Nacional aprobó un “Modelo de Contrato para Empresas Mixtas”, a ser adoptado por las compañías privadas que eran parte de los convenios operativos. El 31 de marzo de 2006, la Asamblea Nacional aprobó un “Memorando de Entendimiento” para la migración de dichos convenios operativos a Empresas Mixtas, el cual fue aceptado por todas las compañías privadas excepto por dos. Asimismo, cinco de los campos entregados a empresas privadas bajo convenios operativos fueron devueltos a PDVSA. El siguiente cuadro describe lo anterior.

<b>Campo</b>	<b>Operador Anterior</b>	<b>Participación de PDVSA en las Empresas Mixtas</b>
Kaki	Inemaka	60%
Cabimas	Suelopetrol	60%
Onado	CGC	60%
Guárico Oriental	Teikoku	70%
Mene Grande	Repsol	60%
Quiriquire	Repsol	60%
Boscán	Chevron	60%
LL-652	Chevron	75%
Falcón Este	Vinccler	60%
Falcón Oeste	Vinccler	60%
Casma Anaco	Open	60%
Colón	Tecpetrol	60%
Urdaneta	Shell	60%
Acema	Petrobrás	60%
La Concepción	Petrobrás	60%
Mata	Petrobrás	60%
Oritupano-Leona	Petrobrás	60%
Pedernales	Perenco	60%
Ambrosio	Perenco	60%
B2X 70/80	Hocal	80%
Monagas Sur	Harvest	60%
Cara Coles	CNPC	75%
Intercampo Norte	CNPC	75%
DZO	BP	60%
Boquerón	BP	60%
B2X 68/79	Hocol	100%
Maulpa	Inemaka	100%
Sanvi Guere	Teikoku	100%
Guárico Occidental	Repsol	100%
Quiamare-La Ceiba	Repsol	100%
<b>Campo sin acuerdo</b>	<b>Operador Anterior</b>	<b>Participación de PDVSA</b>
Dación	ENI	100%
Jusepín	Total	100%

### Proyectos de Petróleo Crudo Extra-Pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco

Los cuatro proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco fueron originalmente establecidos de la siguiente forma:

- *Asociación Petrozuata.* Petrozuata es una compañía poseída conjuntamente por PDVSA Petróleo y ConocoPhillips. La construcción de las instalaciones en Petrozuata comenzó en 1997. La producción inicial de petróleo crudo extra-pesado comenzó en septiembre de 1998. Las instalaciones de mejoramiento fueron completadas en el 2001. Durante el 2005, Petrozuata produjo 121 mbpd de petróleo crudo extra-pesado y 97 mbpd de petróleo crudo mejorado con una gravedad promedio API entre 16° y 19°. Bajo los términos del convenio de asociación, ConocoPhillips ha convenido en realizar el proceso de refinación en su refinería de Lake Charles, en Lake Charles, Louisiana. Para diciembre de 2005, las inversiones totales en este proyecto fueron de \$3.478 millones.
- *Asociación Sincor.* Sincrudos de Oriente es una asociación entre PDVSA Sincor (subsidiaria de PDVSA), TotalFina y Statoil. En el 2004, esta asociación produjo 191 mbpd de petróleo crudo extra-pesado y 162 mbpd de petróleo crudo mejorado con una gravedad promedio API entre 26° y 32°. PDVSA anticipa que esta asociación alcanzará un nivel de producción de 170 mbpd de

petróleo crudo mejorado para el 2007. Para diciembre de 2005, el total de las inversiones en este proyecto totalizaron \$4.185 millones.

- *Asociación Hamaca.* Hamaca es una asociación entre Corpoguanipa (subsidiaria 100% poseída por PDVSA), Chevron y ConocoPhillips. Hamaca comenzó a producir petróleo crudo mejorado en octubre de 2004. En el 2005, la asociación produjo 168 mbpd de petróleo crudo extra-pesado y 157 mbpd de petróleo crudo mejorado con una gravedad promedio API entre 24° y 26°. Para diciembre de 2005, las inversiones totales en este proyecto totalizaron \$3.481 millones.
- *Asociación Cerro Negro.* Cerro Negro es una asociación entre PDVSA Cerro Negro, S.A. (subsidiaria 100% poseída por PDVSA), ExxonMobil y BP (anteriormente Veba Oel). De acuerdo con los términos del convenio de asociación, PDVSA ha convenido en vender su participación en el petróleo crudo mejorado producido por esta asociación (aproximadamente 80% de la producción total) a la Refinería Chalmette, una refinería en Chalmette, Louisiana, la cual es una asociación en partes iguales entre PDVSA y ExxonMobil. Durante el 2005, esta asociación produjo 122 mbpd de petróleo crudo extra-pesado y 110 mbpd de petróleo crudo mejorado con una gravedad promedio API de 16°. Para diciembre de 2005, las inversiones totales en este proyecto totalizaron \$2.723 millones.

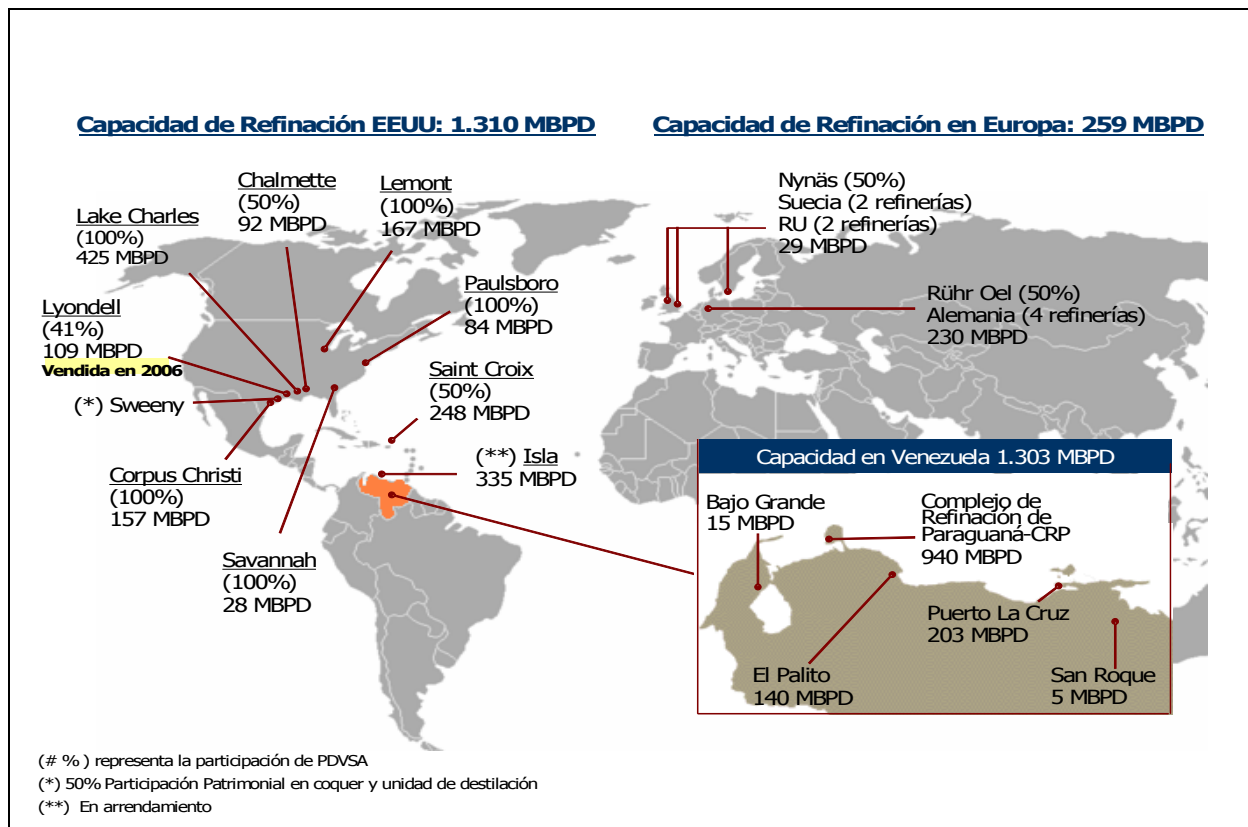
Los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco varían en la cantidad y la calidad de su producción. Para las asociaciones Hamaca y Sincor, los proyectos fueron diseñados para producir petróleo crudo mejorado para ser vendido a refinerías de terceros que de otra forma procesarían petróleo crudo liviano dulce convencional. Para las asociaciones Petrozuata y Cerro Negro, el proyecto fue diseñado para producir petróleo crudo que fuera apropiado para una determinada refinería.

## Refinación y Mercadeo

### Refinación

La estrategia aguas abajo de PDVSA está enfocada a la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos de América y Europa, para permitir el incremento de su producción de productos refinados y mejorar su portafolio de productos hacia refinados de alto margen. PDVSA también ha incrementado los grados de complejidad de su capacidad de refinación en Venezuela y ha realizado inversiones extensivas para convertir sus activos de refinación en el mundo de la capacidad simple de conversión a la capacidad profunda de conversión. Las capacidades de conversión profundas en las refinerías venezolanas de PDVSA le ha permitido a la empresa mejorar rendimientos al permitir la producción de un mayor porcentaje de productos de alto valor. Dichas capacidades han conducido a un incremento en los rendimientos de gasolina y destilados de un 35% en 1976 a 66% en el 2005, y ha permitido reducir la producción de *fuel oil* residual, desde un 60% a un 22% durante el mismo período, resultando en un portafolio mejorado de productos de exportación .

La capacidad neta de refinación ha aumentado de 2.362 mbpd en 1991 a 3.098 mbpd para el 31 de diciembre de 2006. El siguiente gráfico presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el mundo en 2005.



La siguiente tabla muestra las refinerías en las cuales PDVSA tiene participación, capacidad de refinación de petróleo crudo y la participación neta de PDVSA al 31 de diciembre de 2005.

Al 31 de diciembre de 2005

Ubicación	Propietario	PDVSA Participación (%)	Capacidad de Refinación	
			Total Petróleo crudo (mbpd)	PDVSA Participación Neta (mbpd)
<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 Neerlandesas (Curazao):</b>				
Isla	PDVSA(1)	100	335	335
<b>Estados Unidos:</b>				
Lake Charles, Louisiana	CITGO(2)	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Paulsboro, New Jersey	CITGO	100	84	84
Savannah, Georgia	CITGO	100	28	28
Houston, Texas	LCR(3)	41	265	109
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	Chalmette (4)	50	184	92
Saint Croix, Islas Vírgenes EEUU	Hovensa (5)	50	495	248
<b>Total Estados Unidos</b>			<b>1.805</b>	<b>1.310</b>
<b>Europa:</b>				
Gelsenkirchen, Alemania	Ruhr (6)	50	230	115
Schwedt, Alemania	Ruhr (6)	19	240	45
Neustadt, Alemania	Ruhr (6)	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	Ruhr (6)	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	Nynäs (7)	50	29	15
Gothenburg, Suecia	Nynäs (7)	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynäs (7)	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynäs (7)	25	18	5
<b>Total Europa</b>			<b>1.109</b>	<b>259</b>
<b>Total Mundial</b>			<b>4.552</b>	<b>3.207</b>

(1) Arrendada en 1994. El arrendamiento termina en el 2019.

(2) Proyecto para incrementar la capacidad de destilación de petróleo crudo a 105 mbpd, el cual fue completado en 2005.

(3) Lyondell-Citgo Refining (LCR), asociación con Lyondell Chemical Company, vendida en el 2006.

(4) Asociación con ExxonMobil.

(5) Asociación con Hess Corporation.

(6) Asociación con Deutsche BP.

(7) Asociación con Neste Oil.

**Venezuela y el Caribe.** Las refinerías de PDVSA en Venezuela están ubicadas en Amuay-Cardón Centro de Refinación Paraguaná (“CRP”), Puerto La Cruz, El Palito, Bajo Grande y San Roque, con una capacidad de refinación de petróleo crudo de 635 - 305 mbpd, 203 mbpd, 140 mbpd, 15 mbpd y 5 mbpd, respectivamente. PDVSA también opera la refinería Isla en Curazao, la cual fue arrendada a largo plazo al gobierno de las Antillas Neerlandesas. El arrendamiento expira en el año 2019. A través de estas refinerías, PDVSA produce gasolina y destilados reformulados para cumplir con los requerimientos de Estados Unidos y otros mercados internacionales.

Bajo los acuerdos de Petrocaribe, PDVSA también ha aprobado la reactivación y ampliación de la refinería de Cienfuegos, ubicada en Cienfuegos, Cuba, para procesar 70 mbpd de petróleo crudo mediano Venezolano. Las operaciones de la refinería comenzarán para finales de 2007 para cumplir la demanda local de productos refinados. También, una expansión de la refinería de Kingston en Jamaica está actualmente en ingeniería básica. Este proyecto incrementará la producción de refinación hasta 50 mbpd para el 2009, con un esquema de conversión media. PDVSA es responsable por el 49% de la inversión necesaria en dichas refinerías. Los insumos de petróleo crudo serán suministrados por Venezuela.

**Sur América.** PDVSA firmó una carta de intención para suministrar petróleo crudo pesado a una nueva refinería que se construirá en Pernambuco, Brasil. La refinería está siendo diseñada para procesar 200 mbpd de petróleo crudo extra-pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco (50%) y petróleo crudo tipo Marlin de Brasil (50%) usando un esquema de conversión profunda. Las operaciones están programadas para comenzar en el 2011 para satisfacer la demanda brasileña de productos refinados.

**Estados Unidos.** A través de la subsidiaria totalmente poseída, CITGO, PDVSA produce combustibles livianos y petroquímicos principalmente a través de sus refinerías en Lake Charles, Louisiana; Corpus Christi, Texas, y Lemont, Illinois. Las operaciones de refinación de asfalto de PDVSA se realizan a través de refinerías en Paulsboro, New Jersey y Savannah, Georgia.

PDVSA es la suplidora más importante de petróleo crudo a CITGO. CITGO ha celebrado con PDVSA un acuerdo de suministro de petróleo crudo a largo plazo con respecto a los requerimientos de petróleo crudo para las refinerías de CITGO Lake Charles, Corpus Christi, Paulsboro y Savannah. Estos acuerdos de suministro de petróleo crudo requieren que PDVSA suministre una cantidad mínima de petróleo crudo y otros insumos a CITGO, usualmente por un término de 20 a 25 años. Estos suministros de crudo contienen cláusulas de fuerza mayor que permite al suplidor reducir la cantidad de petróleo crudo e insumos suministrados bajo el acuerdo de suministro de crudo bajo circunstancias específicas.

La refinería de Lake Charles tiene una capacidad de refinación de 425 mbpd para el 2005 y es capaz de procesar grandes volúmenes de petróleo crudo pesado en un portafolio flexible de productos refinados, incluyendo cantidades significativas de gasolina sin plomo de alto octanaje y gasolinas reformuladas. En febrero de 2005, finalizó y entró en operación un proyecto para incrementar la capacidad de destilación de petróleo crudo a 105 mbpd, haciendo de ésta refinería la cuarta más grande en los EE.UU., con una capacidad total de refinación de 425 mbpd. Los principales productos petroquímicos de la refinería de Lake Charles son propileno, benceno y xilenos mixtos. Sus productos industriales incluyen azufre, combustibles residuales y coque de petróleo. Esta refinería tiene uno de los niveles de capacidad más altos de producción de productos con mayor valor agregado en los Estados Unidos, con una capacidad de múltiples líneas que le permiten continuar operando con una o más unidades paradas. Esta refinería tiene un “*Solomon Process Complexity Rating*” de 18,3 (comparada con un promedio de 14,3 para las refinerías en EE.UU. en la encuesta más recientemente disponible de Solomon Associates Inc.). El “*Solomon Process Complexity Rating*” es un medidor de la industria para la capacidad de una refinería para producir productos con mayor valor. Un mayor “*Solomon Process Complexity Rating*” indica una mayor capacidad para producir estos productos.

La refinería Corpus Christi tiene una capacidad de refinación de 157 mbpd y una tecnología de procesamiento que le permite producir gasolinas de grados premium que exceden aquellas de la mayoría de sus competidores en EE.UU. y para reducir los niveles de azufre en los productos de petróleo refinados. Esta refinería tiene un “*Solomon Process Complexity Rating*” de 16,4. Los principales productos petroquímicos de la refinería de Corpus Christi incluyen cumene, ciclo-hexano y aromáticos (incluyendo benceno, tolueno y xilenos).

La refinería Lemont procesa petróleo crudo pesado en un portafolio flexible de productos refinados. Ésta refinería tiene una tasa de capacidad de refinación de 167 mbpd y tiene un “*Solomon Process Complexity Rating*” de

12.0. Asimismo, es una de las más recientemente refineries diseñadas y construidas en los Estados Unidos e incluye una instalación de conversión profunda flexible que produce principalmente gasolina y también diesel, *jet fuel* y petroquímicos.

Las refineries en Paulsboro, New Jersey y Savannah, Georgia son refineries especializadas en asfalto. La refinería Paulsboro, es particularmente apropiada para procesar asfaltos, también tiene instalaciones para procesar petróleo crudo liviano bajo en azufre cuando quiera que existan las condiciones favorables.

A través de Chalmette Refining, una asociación estratégica en partes iguales entre PDVSA y ExxonMobil, PDVSA tiene una participación neta con una capacidad de refinación de 92 mbpd en una refinería ubicada en Chalmette, Louisiana. La refinería de Chalmette procesa crudo extra pesado mejorado producido por la asociación estratégica Cerro Negro. PDVSA (a través de PDV Chalmette) tiene la opción de comprar hasta un 50% de los productos refinados producidos en la refinería de Chalmette.

PDV Holding y ConocoPhillips poseen unas unidades integradas de 58 mbpd de coque y 110 mbpd de destilación de crudo vacío dentro de la refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. Cada parte es dueña del 50% de la instalación. ConocoPhillips ha celebrado un acuerdo de suministro de petróleo crudo a largo plazo con PDVSA para suministrar a la refinería en Sweeny con petróleo crudo pesado amargo. Las ganancias de la asociación estratégica en Sweeny consistirán de estipendios pagados por ConocoPhillips a la asociación estratégica bajo el acuerdo de procesamiento y cualquier ganancia de las ventas de coque a terceros.

PDVSA y una subsidiaria de la corporación Hess Corporation poseen cada uno una participación del 50% en la refinería Hovensa en las Islas Vírgenes de EE.UU., la cual tiene una capacidad de refinación actual de 495 mbpd. La asociación estratégica ha celebrado un contrato de suministro a largo plazo con PDVSA de hasta el 60% de sus requerimientos de petróleo crudo. Durante el 2002, Hovensa terminó la construcción de una unidad de coque retardado e instalaciones asociadas que Hovensa ha estado construyendo en relación con la formación de la asociación estratégica.

**Europa.** A través de Ruhr, una asociación estratégica de la cual PDVSA es propietaria en un 50% con Deutsche BP, PDVSA tiene participación accionaria en cuatro refineries alemanas (Gelsenkirchen, Neustadt, Karlsruhe y Schwedt), en las cuales la participación neta de PDVSA en la capacidad de refinación de petróleo crudo al 31 de diciembre de 2005, era 115 mbpd, 33 mbpd, 37 mbpd y 45 mbpd, respectivamente. Ruhr también es dueña de dos complejos petroquímicos (Gelsenkirchen y Münchmünster). El complejo de Gelsenkirchen, el cual incluye unidades modernas de gran escala que están integradas a las refineries de petróleo crudo ubicadas en el mismo complejo, produce primordialmente olefinas, productos aromáticos, amoníaco y metanol. El complejo Münchmünster, integrado con la refinería cercana Bayernoil, primordialmente produce olefinas. Los complejos petroquímicos de Ruhr tienen una capacidad promedio de producción de 3,8 millones de toneladas métricas por año de olefinas, productos aromáticos, metanol, amoníaco y varios tipos de otros productos petroquímicos.

A través de Nynäs, una asociación estratégica compuesta en 50,001% por PDV Europa y 49,999% por Neste Oil, PDVSA es propietaria de participaciones en tres refineries especializadas: Nynäshamn y Gothenburg en Suecia y Dundee en Escocia. La participación neta de PDVSA en la capacidad de refinación de petróleo crudo en cada una de estas refineries al 31 de diciembre de 2005 era de 15 mbpd, 5 mbpd y 4 mbpd, respectivamente. Las refineries Nynäs son especialmente diseñadas para procesar petróleo crudo pesado amargo. Nynäs también es propietaria del 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra. La refinería Eastham es una refinería especializada en asfalto en la cual nuestra participación neta en la capacidad de refinación de petróleo crudo al 31 de diciembre de 2005 era 5 mbpd.

Las refineries Nynäs en Nynäshamn producen asfalto y aceites nafténicos especializados. Las refineries Dundee, Gothenburg y Eastham son refineries especializadas en asfalto. Nynäs compra petróleo crudo a PDVSA y produce asfalto y aceites nafténicos especializados, dos productos para los cuales el petróleo crudo pesado venezolano es un insumo particularmente apropiado, dado sus proporciones de compuestos nafténicos, parafínicos y aromáticos. Los productos asfálticos son usados para la construcción de carreteras y varios usos industriales, mientras que los aceites nafténicos especializados son utilizados principalmente en transformadores eléctricos, como aceites de procesos mecánicos y en la industria de la goma y de la tinta para impresión. En el 2003, la refinería Antwerp en Bélgica fue desincorporada.

En el 2005, PDVSA suministró todos los requerimientos de petróleo crudo a sus refinerías venezolanas (1.013 mbpd), 215 mbpd de petróleo crudo a la refinería en Curazao arrendada por PDVSA y un total de 1.404 mbpd de petróleo crudo a refinerías poseídas por las subsidiarias internacionales de PDVSA o en las cuales PDVSA tiene de una u otra manera participación (insumos de refinería tomadas en cuenta de la participación de PDVSA en petróleo crudo). Del total de los volúmenes suministrados por PDVSA a sus afiliadas internacionales, 216 mbpd fueron adquiridos por PDVSA en el mercado global y suministrado a sus afiliadas europeas. Adicionalmente, CITGO adquirió un total de 327 mbpd de petróleo crudo de PDVSA para el procesamiento en sus refinerías.

\* \* \*

*Las cifras contenidas en el presente documento correspondientes al ejercicio 2006 están actualmente en proceso de auditoría. Con la información contenida en el presente documento, el público en general y los inversionistas podrán adquirir un conocimiento general de los principales aspectos operativos y financieros de PDVSA y sus filiales.*

Caracas, 26 de marzo de 2007.