



# Informe de Gestión Anual

# 2011

*PDVSA es del pueblo*



# Informe de Gestión Anual

---

# 2011

---

*PDVSA es del pueblo*



---

**JUNTA DIRECTIVA PDVSA**

**PRESIDENTE**

Rafael Ramírez Carreño

**VICEPRESIDENTES**

Asdrúbal Chávez

Eulogio del Pino

**DIRECTORES INTERNOS**

Víctor Aular

Ricardo Coronado

Orlando Chacín

Jesús Luongo

Ower Manrique

**DIRECTORES EXTERNOS**

Wills Rangel

Jorge Giordani

Nicolás Maduro

# Informe de Gestión Anual

---

# 2011

---

**Producción editorial**

VIU Comunicaciones

**Fotografía**

Constanza e Isabella Plaza

Archivo Fotográfico Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería

Archivo Fotográfico PDVSA

Archivo Fotográfico PDVSA La Estancia

Impreso en la República Bolivariana de Venezuela

Printed in the Bolivarian Republic of Venezuela

Tiraje: 2.500 ejemplares

Hecho el depósito de ley, 2012

Depósito legal pp197704DC69

ISSN 244-8691

© **Petróleos de Venezuela, S.A., Caracas, Venezuela, 2012**

Avenida Libertador, urbanización La Campiña, apartado N.º 169, Caracas

República Bolivariana de Venezuela, 1050-A

Teléfonos: +58-212-708-4111

[www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)

Todos los derechos reservados

---

---

# Índice general

---

## **Mensaje del Presidente de PDVSA / PÁG 6**

### **1. Visión general del negocio / PÁG 15**

Historia y desarrollo / PÁG 16

Fortalezas que soportan la industria petrolera / PÁG 18

Descripción del negocio / PÁG 22

Estructura organizacional / PÁG 24

Descripción de las principales filiales / PÁG 26

Gobierno corporativo / PÁG 30

Recursos humanos / PÁG 40

### **2. Plan estratégico / PÁG 43**

Plan estratégico / PÁG 44

Resumen del plan de inversiones  
y principales proyectos / PÁG 48

### **3. Principales actividades / PÁG 61**

Exploración y producción / PÁG 62

Gas / PÁG 104

Refinación / PÁG 110

Comercio y suministro / PÁG 124

Transporte, buques y tanqueros / PÁG 138

Investigación y desarrollo / PÁG 144

Seguridad industrial e higiene ocupacional / PÁG 148

Ambiente / PÁG 148

Desarrollo social / PÁG 148

PDVSA La Estancia / PÁG 148

## **4. Convenios de cooperación energética / PÁG 151**

### **5. Nuevos negocios / PÁG 165**

### **6. Compromisos y contingencias / PÁG 185**

Garantías / PÁG 186

### **7. Análisis operacional y financiero / PÁG 193**

Resumen ejecutivo / PÁG 194

Aportes fiscales pagados a la nación / PÁG 196

Resultados operacionales y financieros / PÁG 200

Resumen consolidado de información financiera / PÁG 203

### **8. Glosario y nomenclatura / PÁG 221**

Glosario / PÁG 222

Nomenclatura / PÁG 124

---



## *Mensaje del Presidente de PDVSA*



**L**a Revolución Bolivariana que dirige el Comandante Presidente Hugo Chávez concretó en 2011, año Bicentenario de nuestra independencia, hitos históricos en materia petrolera y gasífera que incidirán positivamente en el futuro de nuestra patria.

Nuestra política petrolera es nacional, popular y revolucionaria. La administración soberana puede ser ilustrada por nuestro empeño en sostener la estrategia conjunta de defensa del valor de nuestro principal recurso natural, llevada a cabo en el seno de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (opep), mediante la cual se alcanzó un promedio de 100,11 dólares por barril durante el año mencionado.

Hoy somos el país con las mayores reservas probadas de petróleo del planeta: 297.571 mmbbls. Además, hemos avanzado en la conquista de nuestra soberanía tecnológica como lo muestra la construcción en el país de la primera plataforma petrolera en la nación actualmente en operaciones en el Golfo de Paria Oeste:

la 4 de Febrero y el ensamblaje de 9 taladros por nuestra empresa mixta Industria China Venezolana de Taladros.

Petróleos de Venezuela es del pueblo, ya no está desligada del destino de nuestra patria. Y al no ser más un enclave garantiza que sus ingresos son dirigidos al bienestar de los venezolanos. Esto, y su carácter revolucionario, explica la creación y sostenimiento de la Gran Misión Vivienda Venezuela, programa en el que se invirtieron 4.010 millones de dólares y mediante el cual se contribuyó a la construcción de 147.718 casas y apartamentos. Sin embargo, debe resaltarse que todo el gasto para el desarrollo social alcanzó la enorme cifra de 30.079 millones de dólares.

A continuación se detallan los logros más importantes de nuestra gestión operacional, financiera y social:



### *Certificación de reservas de petróleo y gas*

En el marco del Proyecto Socialista Orinoco Magna Reserva, en 2011 Petróleos de Venezuela S.A. incorporó 2.159 MMB de nuevas reservas probadas de petróleo, ubicando a Venezuela en el primer lugar entre los países con las mayores reservas de petróleo del mundo, las cuales al 31 de diciembre de 2011 ascienden a 297.571 MMBls de barriles, certificadas por empresas internacionales e incluidas en los libros de reservas del Ministerio del Poder Político de Petróleo y Minería.

En cuanto a las reservas probadas de gas natural, las mismas se contabilizan al cierre del año en 195.234 billones de pies cúbicos, de los cuales 37.065 billones de pies cúbicos están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), razón por la cual se reafirma que las arenas de la FPO no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35.082 MMBPCN están asociadas a petróleo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Con esta cifra, Venezuela se posiciona en el octavo lugar de los países con mayores reservas probadas de gas natural.

En 2011 se destaca la incorporación de 196,8 MMBls de petróleo, por el descubrimiento de 7 nuevos yacimientos, como resultado de la revisión de reservas efectuada en el Campo Guanoco de la Cuenca Carúpano. Se suma a estos descubrimientos la incorporación de 13,3 MMBls de petróleo en Occidente (Campos Bloque III: Bachaquero, Bloque III: Centro del Distrito Lago Sur y Campo Machiques del Distrito Petroperejía).

### *Resultados operacionales y financieros*

Durante 2011, se continuó con la transparencia de nuestra gestión como empresa y los mecanismos de rendición de cuentas al Estado y en definitiva al auténtico dueño del petróleo: el pueblo venezolano, como parte del compromiso asumido y con la orientación de ofrecer información oportuna y veraz sobre la revolucionaria política energética impulsada por el Gobierno Bolivariano.

Los resultados operacionales de 2011 consolidan a PDVSA como la cuarta empresa petrolera más grande del mundo por tercer año consecutivo. Esto refleja la capacidad de PDVSA en materia de reservas, producción, capacidad de refinación y comercialización.

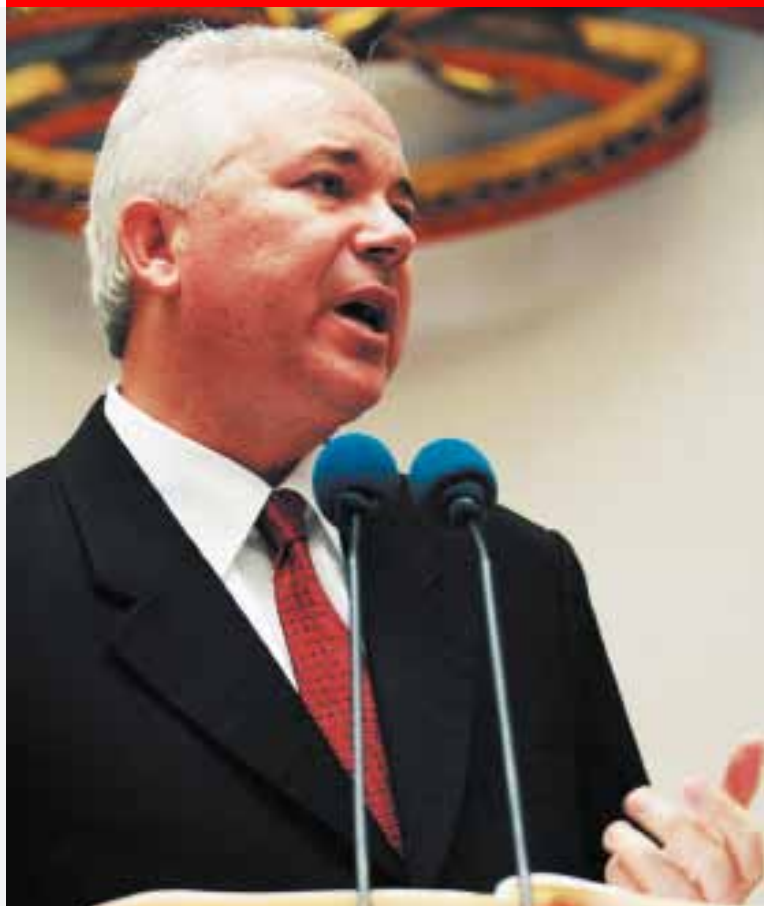
La producción promedio de petróleo fue de 2.991 MBD, cumpliendo así con la política de defensa de precios vía ajustes de producción acordada en el seno de la OPEP. Cabe destacar que hasta la fecha, la reducción en la producción de petróleo como resultado de cambios en las cuotas de producción de la OPEP, no ha tenido un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de PDVSA, su flujo de caja o sus resultados financieros.

En materia de gas natural, la producción promedio alcanzó los 7.125 MMPCD. Para el logro de estos niveles de volumetría, durante 2011 se ejecutaron proyectos de estudios exploratorios, totalizando 20 nacionales y 5 internacionales, los cuales tenían como objetivo investigar un volumen total estimado en 26.554 MMBls de petróleo y 44.080 MMPCD; igualmente se emplearon 244 taladros, de esta cifra 116 en labores de perforación, 49 en actividades de reacondicionamiento y rehabilitación de pozos y 79 en trabajos de mantenimiento y servicios a pozos.

Con respecto a los Líquidos del Gas Natural (LGN) de alto valor comercial y no restringido por cuota OPEP, la producción promedio para 2011 se ubicó en 138 MBls diarios, de los cuales, 108 MBls diarios corresponden al mercado local y 30 MBls fueron al mercado de exportación.

En cuanto al Sistema de Refinación Nacional, incluyendo la Refinería Isla, se procesaron 1.155 MBls diarios de petróleo durante 2011. Para el logro de este nivel de refinación se ejecutaron





*PDVSA ya no está desligada del destino de nuestra patria y eso garantiza que sus ingresos se dirijan al bienestar de los venezolanos*

con personal venezolano grandes obras de mantenimiento mayor en las refinerías nacionales, las cuales adicionalmente permitieron garantizar tanto la seguridad como el nivel de confiabilidad internacional requerido en dichos complejos.

Las exportaciones de petróleo y productos alcanzaron 2.469 MBls diarios, lo que representa un aumento de 54 MBls diarios (2%) con respecto a 2010, año en el cual fueron exportados 2.415 MBls diarios, en el marco de las estrategias generales de comercio de PDVSA, las cuales son: suplir prioritariamente el mercado interno mediante el suministro confiable y oportuno de petróleo y productos refinados; lograr los mejores precios del mercado internacional en la comercialización y venta de hidrocarburos; disminuir los costos asociados al transporte, almacenamiento e infraestructura; diversificar los mercados para el petróleo y productos con visión hacia el mercado asiático en China; dar soporte a la integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe, y honrar los acuerdos internacionales suscritos por la República para el suministro, intercambio y obtención de financiamiento.

Para dar cumplimiento a la política de diversificación de mercados dentro de la estrategia de transformar a Venezuela en una potencia energética mundial, y en el marco de la cooperación energética con los países del Caribe, se colocaron 337 MBls diarios de petróleo y 49 MBls diarios de productos refinados, equivalentes a 16% del total de exportaciones; en Asia 399 MBls diarios de petróleo y 245 MBls diarios de productos refinados, equivalentes a 26%; en Suramérica 10 MBls diarios de petróleo y 73 MBls diarios de productos refinados (3%), en Centro América 17 MBls diarios de petróleo y 10 MBls diarios de productos refinados (1%); en África 1 MBls diarios de petróleo y 10 MBls diarios de productos refinados, Norteamérica recibió 1.053 MBls diarios de petróleo y 113 MBls de productos refinados que representan 47% del total de exportación, y Europa 100 MBls diarios de petróleo y 40 MBls diarios de productos refinados, equivalente a 6% respectivamente, ubicando el nivel total de exportación de petróleo y productos de Venezuela para 2011 en 2.469 MBLS diarios, de los cuales 1.917 MBls diarios corresponden a petróleo, y 552 MBls barriles diarios a productos refinados.



Los precios de exportación de la cesta venezolana se mantuvieron en un promedio de 100,11 dólares por barril. Estos niveles de ingresos, junto con nuestra política de reducción de costos y gastos, permitieron que la empresa realizara un gasto para desarrollo social de 30.079 millones de dólares, resultando una ganancia neta en operaciones de 5.150 millones de dólares. De este monto, una vez deducido el gasto de Impuesto Sobre La Renta (ISLR) causado en el ejercicio, así como otras operaciones discontinuas y los ajustes en cambios de operaciones en el extranjero, resultó una ganancia integral neta por el orden de 4.583 millones de dólares.

PDVSA invirtió 11.094 millones de dólares en actividades relacionadas con la producción de petróleo y gas, y 4.991 millones de dólares en las actividades del sector no petrolero para un total de 16.085 millones de dólares.

Los activos totales de PDVSA al 31 de diciembre de 2011, ascendieron a 182.154 millones de dólares, y su patrimonio se ubicó en 73.883 millones de dólares, los cuales representan una estructura financiera adecuada para soportar los actuales niveles de inversión y financiamiento que apalancan el Plan Siembra Petrolera, el cual está orientado a incrementar los niveles de producción y refinación.

Con respecto a nuestros resultados financieros, los ingresos mundiales alcanzaron 124.754 millones de dólares. Este nivel de ingreso permitió a PDVSA el apalancamiento de sus operaciones y el apoyo al desarrollo social del país. En lo correspondiente a los aportes pagados a la nación para 2011, los mismos ascendieron a 58.637 millones de dólares, de los cuales 19.033 millones de dólares corresponden a aportes fiscales, 20.866 millones de dólares a programas sociales 4.000 millones de dólares a la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV) y 14.728 millones de dólares corresponden a aportes al Fonden.

Cabe destacar que los recursos destinados a la GMVV permitieron la ejecución de más de 4.000 proyectos habitacionales a lo largo y ancho del país, donde se construyen 286.000 viviendas. Igualmente se destinaron recursos para el financiamiento de obras habitacionales por parte del sector privado. Este impulso permitió el cumplimiento de 97% de la meta fijada para 2011 con la entrega de 146.718 viviendas, 68% levantadas por el sector público y 32% por el sector privado.

Con respecto a la seguridad energética y para garantizar el desarrollo de la nación, durante 2011 se suministraron al mercado nacional 646 MBLS diarios de productos refinados de altísima calidad.

Asimismo, para el desarrollo económico de nuestra nación, en materia de gas metano se entregó al mercado nacional un promedio de 2.114 MPC, los cuales se distribuyeron en 552 MMPC al sector eléctrico, 433 MMPC al sector petroquímico, 292 MMPC al sector industrial, 279 MMPC al sector siderúrgico y del aluminio, y 120 MMPC al sector residencial, mientras que 438 MMPC se destinaron al sector petrolero.

En relación con el Gas Licuado del Petróleo (GLP), PDVSA Gas Comunal suministró 74% del volumen de GLP del mercado interno. De esta forma se transportaron un total acumulado de 31 MBLS diarios, cifra que representa un incremento de 31% con respecto a 2010.

La fuerza laboral propia de PDVSA alcanzó un total de 121.187 trabajadores y trabajadoras, de los cuales 104.187 se desempeñan en las actividades petroleras y 17.000 se ubican en las filiales no petroleras.

## *Soberanía tecnológica*

La Industria China Venezolana de Taladros (ICVT), empresa mixta conformada por PDVSA Industrial y China Petroleum Technology & Development Corporation (CPTDC), con el objeto de diseñar, fabricar, ensamblar y certificar taladros de perforación tipo tierra y sus componentes, así como la prestación de servicio técnico especializado, aumentó su producción un 125% con respecto a 2010, con el ensamblaje y certificación de 9 taladros. Asimismo, diseñó el taladro Venezuela 1X, desarrolló el proyecto urbano Santa Cruz del Sur y realizó la prestación de 38.883 horas de servicio técnico especializado.

En el marco de la estrategia de incorporación de equipos propios al parque de taladros, llegaron al país 12 unidades adquiridas por PDVSA Industrial a través del Convenio China-Venezuela, hecho que, además de los ahorros asociados, consolida la soberanía operacional colocando en manos de PDVSA Servicios Petroleros, S.A. las actividades medulares de operación y mantenimiento de taladros.

Otros 35 equipos fueron adquiridos a empresas chinas por parte de PDVSA Servicios Petroleros S.A., para cumplir con el compromiso volumétrico nacional, 19 de ellos para la FPO; 12 para la región Occidente y 4 para la región Oriente. Además se renovaron 59 contratos de taladros, manteniendo sus tasas diarias de operación dentro de un rango que permite un potencial ahorro de 94,8 millones de dólares al año.

## *Plena soberanía petrolera*

Las cifras de ahorros y aportes a la nación como producto de la reversión de los negocios perversos de la llamada apertura petrolera nos confirman cada año que la política petrolera del gobierno liderado por el Comandante Chávez está del lado del pueblo venezolano.

Por ejemplo, debido al cambio de esquema de convenios operativos a empresas mixtas, durante los últimos seis años PDVSA ha obtenido un ahorro en los gastos por el orden de los 8.687 millones de dólares. Los pagos que hubieran requerido dichos convenios para el mismo periodo se estimaron en 22.349 millones de dólares aproximadamente, mientras que las empresas mixtas totalizaron 13.662 millones de dólares en ese mismo rubro.

Al realizar la simulación de la operación en los campos petroleros bajo la figura de convenios operativos y compararla con las empresas mixtas, se observa que los ingresos adicionales desde 2006 hasta el cierre de 2011 se encuentran alrededor de 13.241 millones de dólares. Tan sólo en 2011 la cifra alcanza los 4.593 millones de dólares.

Uno de los aportes más significativos suscitados por la conversión de los convenios operativos a empresas mixtas, ha sido la política de inversión social basada en la retribución de la riqueza proveniente de los hidrocarburos y dirigida a la ejecución de programas sociales y de desarrollo endógeno, así como para el impulso de las Empresas de Propiedad Social y Núcleos de Desarrollo Endógeno, que permitan elevar la calidad de vida de las poblaciones cercanas a nuestras áreas de influencia.

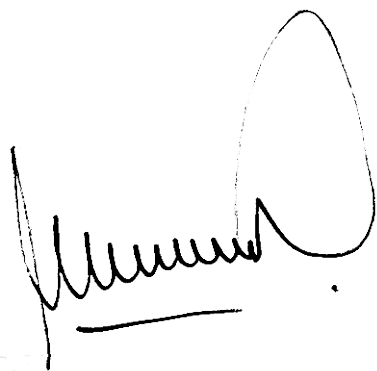
Durante 2011, el aporte de las empresas mixtas en materia de desarrollo social fue de aproximadamente 223 millones de dólares, dirigidos fundamentalmente a los sectores de educación, salud, infraestructura y servicios, agroproducción, misiones y fortalecimiento del poder comunal. Desde su creación en 2006 hasta el 31 de diciembre de 2011, el aporte total de dichas empresas oscila alrededor de 793 millones de dólares.

Las cifras de los aportes de las empresas mixtas conformadas a raíz de la nacionalización de los convenios de asociación de la FPO no son menos alentadoras. Al cierre de 2011 las empresas mixtas aportan a la nación 9.685 millones de dólares por regalías e ISLR, cifra superior a los 8.955 millones de dólares que aportarían dichas asociaciones si continuaran en funcionamiento.

Adicionalmente, estas empresas deben contribuir con 1% de los ingresos brutos del año anterior antes de impuestos como aporte para el desarrollo endógeno, administrado por la filial CVP, el cual estuvo alrededor de 30 millones de dólares.

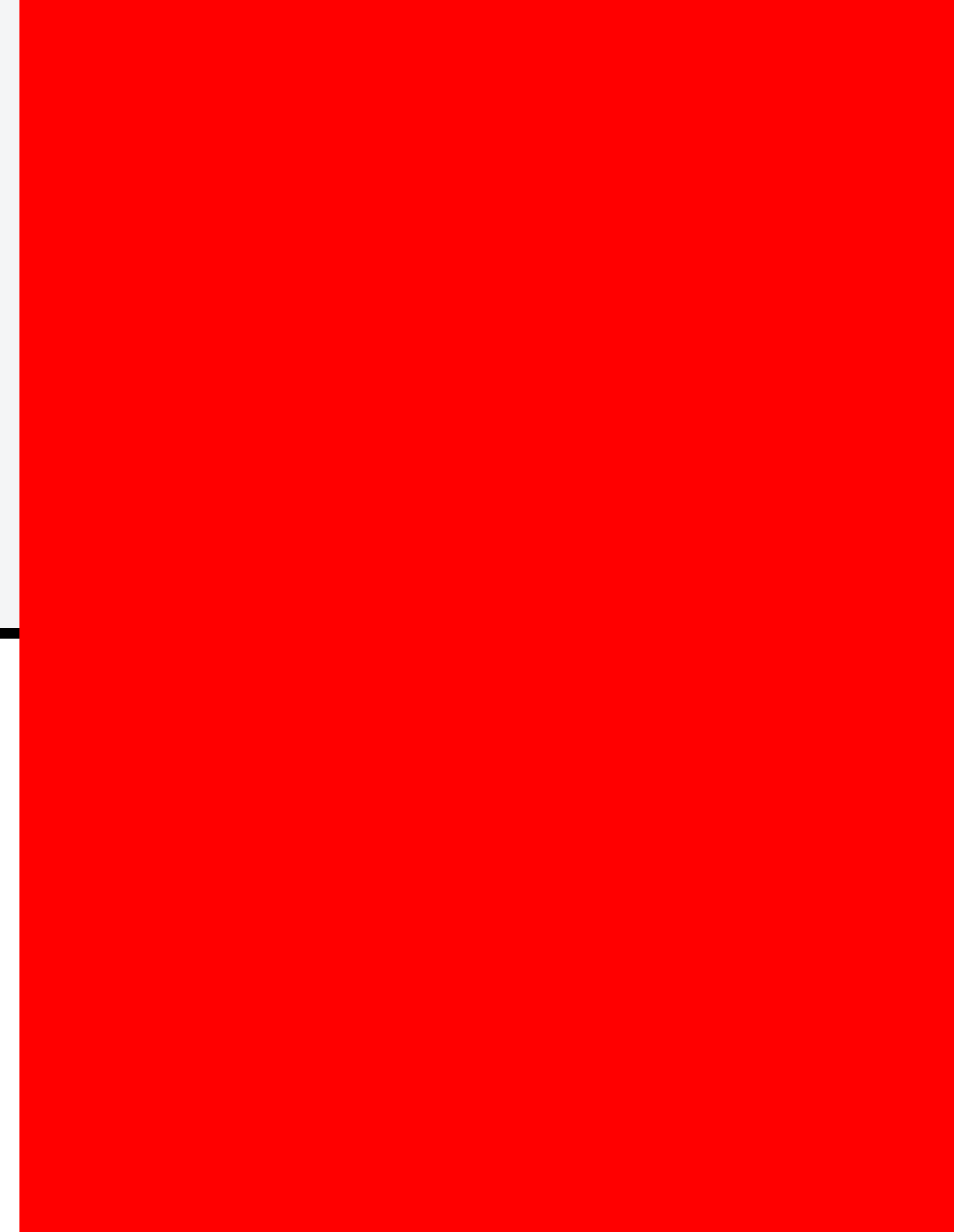
En total, durante el período 2008-2011, el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 4.381 millones de dólares producto de la migración de los convenios de asociación a empresas mixtas.

Los logros alcanzados durante 2011 corroboran el papel de PDVSA como una empresa nacional subordinada al Estado y destinada a garantizar el bienestar del pueblo venezolano. Pero más importante aún que todos estos avances es lo que nos queda por hacer para solventar la deuda social acumulada durante más de 100 años de explotación petrolera en nuestra patria y consolidar el Socialismo Bolivariano.



**RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO**

*Ministro del Poder Popular de Petróleo y Minería y Presidente de PDVSA*





*Visión general  
del negocio*





## Historia y desarrollo

*Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela,<sup>1</sup> creada por el Estado venezolano<sup>2</sup> en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de Hidrocarburos (Ley de Nacionalización). Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería<sup>3</sup>.*

**PDVSA tiene su domicilio en la República Bolivariana de Venezuela. Las oficinas de la Casa Matriz están localizadas en la avenida Libertador, La Campiña, Apartado N.º 169, Caracas 1050-A. Su número telefónico: +58-212-708-4111. Su sitio en Internet: [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com)**

La actual Constitución Nacional de la República, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999, así como también el Decreto N.º 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2 de noviembre de 2001, modificado con el Decreto de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos del 24 de mayo de 2006, la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000, configuran un nuevo marco jurídico donde el Estado recupera el control de sus recursos energéticos para el beneficio del pueblo venezolano.

Las principales funciones de PDVSA incluyen planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra de su competencia en materia de petróleo y demás hidrocarburos de sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior; adicionalmente, sus funciones también integran la promoción o participación en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana. En cuanto a las filiales en el exterior, están involucradas con las actividades de exploración, refinación y comercialización en los Estados Unidos de América,<sup>4</sup> Europa, el Caribe y Latinoamérica.

De acuerdo con la Constitución de La República Bolivariana de Venezuela, el Estado debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución permite que la República, a través de PDVSA y sus filiales, suscriba acuerdos de exploración, producción y refinación, además de constituir empresas mixtas para el desarrollo de la industria petrolera nacional, manteniendo siempre su mayoría accionaria.

En consonancia con los artículos N.º 302 y 311 de la Constitución y el artículo N.º 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, la Corporación se convierte en el motor fundamental de la economía venezolana, contribuyendo activamente con el actual proceso de construcción del Socialismo del Siglo XXI, de acuerdo a lo establecido en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013 (Proyecto Nacional Simón Bolívar).

<sup>1</sup> En lo sucesivo, la República

<sup>2</sup> En lo sucesivo, Estado

<sup>3</sup> En lo sucesivo, el Ministerio (anteriormente denominado Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo)

<sup>4</sup> En lo sucesivo, Estados Unidos





## Fortalezas que soportan la industria petrolera

El cuadro N.º 1 muestra ciertos datos financieros, operacionales y de recursos humanos de la industria al 31 de diciembre de 2011 y por el periodo terminado en esa fecha:

**CUADRO 1**

Fuerza laboral propia-petrolera	104.187	personas	Yacimientos activos	2.176	Und
Fuerza laboral propia-no petrolera	17.000	personas	Campos petroleros activos	240	Und
Fuerza laboral contratada	14.851	personas	Principales oleoductos	4.878	km
Ingresos operacionales	124.754	MMUS\$	Capacidad de refinación con con participación de PDVSA	2.822	MBD
Ganancia integral	4.583	MMUS\$	Capacidad de refinación en Venezuela	1.303	MBD
Total activos	182.154	MMUS\$	Capacidad de refinación internacional	1.519	MBD
Total patrimonio	73.883	MMUS\$	Estaciones de servicios PDV en Venezuela	896	Und
Adquisición Sísmica 3D	1.829	km <sup>2</sup>	Estaciones de servicios abanderadas con contrato de suministro	936	Und
Adquisición Sísmica 2D	1.455	km	Plantas compresoras de gas en PDVSA Gas	121	Und
Reservas probadas de petróleo	297.6	MMMMbls	Plantas de Líquidos de Gas Natural (LGN)	12	Und
Reservas probadas de gas	195	MMMMPC	Capacidad de fraccionamiento de LGN instalada	268	MBD
Potencial de producción de petróleo	3.407	MBD	Capacidad de fraccionamiento de LGN efectiva	242	MBD
Producción de petróleo	2.991	MBD	Gasoductos de gas metano	4.648	km
Producción de LGN	138	MBD	Poliductos para transporte de LGN	381	km
Producción de LGN+petróleo	3.129	MBD			
Producción de gas natural neta	4.241	MMPCD			
Producción de gas natural	731	MBDPE			
Pozos activos	18.287	Und			
Taladros/Año	231	Und			



## Posición de PDVSA respecto a otras empresas

De acuerdo con un estudio comparativo publicado el 6 de diciembre de 2011 por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PDVSA mantuvo la cuarta posición entre las compañías más grandes en el negocio petrolero a nivel mundial. El estudio está basado en la combinación de criterios operacionales, que incluye reservas, producción, refinación y ventas. A la fecha del estudio, PDVSA ocupaba las siguientes posiciones (Ver cuadro N.º 2):

- Primera en reservas probadas de petróleo.
- Tercera en producción de petróleo.
- Quinta en capacidad de refinación.
- Sexta en reservas probadas de gas.
- Décima en ventas.

**CUADRO 2** Posición de PDVSA entre las empresas petroleras según Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 6 de diciembre de 2011

Posición	Empresa	País	Producción líquidos	Reservas líquidos	Producción gas	Reservas gas	Capacidad refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	1	2	6	5	9	7
2	NIOC	Irán	2	3	2	1	14	13
3	ExxonMobil	EUA	7	12	3	13	1	2
<b>4</b>	<b>PDVSA</b>	<b>Venezuela</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>10</b>
5	CNPC	China	5	8	7	9	4	14
6	BP	Reino Unido	9	16	5	18	6	3
7	Royal Dutch Shell	Holanda	14	23	4	17	3	1
8	CHEVRON	EUA	13	21	13	23	11	5
9	Total	Francia	18	24	11	22	10	4
10	Gazprom	Rusia	26	18	1	2	23	26
11	Pemex	México	4	13	15	36	15	15
12	ConocoPhillips	EUA	20	27	14	25	7	6
13	KPC	Kuwait	6	5	38	14	21	22
14	Lukoil	Rusia	12	11	31	24	16	12
15	Petrobras	Brasil	11	15	25	37	12	9





## ***Descripción del negocio***

*PDVSA desarrolla las operaciones principalmente a través de sus empresas filiales; también participa en asociación con empresas locales y extranjeras, estas últimas sujetas a leyes y regulaciones dispuestas para tal fin. Las operaciones correspondientes al sector petrolero incluyen:*

- Exploración, producción y mejoramiento de petróleo y gas natural.*
- Refinación, comercio y suministro de petróleo y productos refinados.*
- Procesamiento, transporte y mercadeo de gas natural.*





Las reservas de petróleo y gas natural, así como también las operaciones de producción y mejoramiento, se encuentran localizadas sólo en la República Bolivariana de Venezuela. Las operaciones de exploración, refinación, transporte y mercadeo se ubican en la República, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.

En el marco del proceso de transformación y cambio de la nueva PDVSA, la Corporación ha impulsado el fortalecimiento del nuevo modelo socioproductivo nacional, a través de la creación de las llamadas filiales no petroleras. Estas empresas se han constituido en el pilar clave para la construcción de un nuevo modelo socialista de negocios, que apalanque el proceso de transformación y cambio del aparato productivo nacional. De esta manera, la industria petrolera venezolana, en aras de profundizar aceleradamente su orientación al desarrollo endógeno, socioproductivo, social y cuidado ambiental del país, amplía su ámbito de acción creando mayores posibilidades de generar actividad económica y de participación social, a partir del retorno de inversión proveniente de la explotación petrolera.

## Actividades

Las operaciones «aguas arriba» comprenden las actividades de exploración, producción y mejoramiento de petróleo localizadas en 5 divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y Costa Afuera, manejadas por la Vice-Presidencia de Exploración y Producción, incluyendo las operaciones de las empresas mixtas.

Con respecto al negocio de gas comprenden: producción, compresión, procesamiento de LGN y metano; dada su importancia, esta industria está presente en casi todo el país.

Las operaciones «aguas abajo» incluyen las siguientes actividades:

- Refinación y mercadeo de productos en la República bajo la marca PDV®.
- Refinación y mercadeo de petróleo y productos en el mercado internacional: el Caribe, Estados Unidos y Europa.
- Ejecución de actividades de transporte marítimo de hidrocarburos.
- Transporte, distribución y comercialización de gas y LGN en el mercado interno, así como la exportación de LGN.
- Actividades de investigación y desarrollo.

## Desarrollo social

Durante el periodo 2001-2010, y con mayor énfasis a partir del año 2003, en concordancia con los lineamientos y estrategias del Ejecutivo Nacional, PDVSA ha participado en el desarrollo social e integral del país, apoyando las obras o servicios de infraestructura, vialidad, actividades agrícolas, producción y distribución de alimentos, salud, educación y cualquier otra inversión productiva en la República. PDVSA ejecuta sus proyectos sociales por medio de fideicomisos, misiones y programas sociales, y contribuye con aportes creados por Ley para el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden).

## Convenios de cooperación energética

El Gobierno Revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela mantiene 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 el Convenio de Cooperación Energética (Petrocaribe). Estos acuerdos establecen, entre otros aspectos, que PDVSA suministrará petróleo y sus productos a las empresas petroleras estatales de los países suscritos, bajo ciertas condiciones en ellos establecidos.

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 porción remanente a largo plazo a ser pagada entre 15 y 25 años. Los acuerdos serán efectivos por un año y pueden renovarse por acuerdo entre las partes involucradas.

## Nuevos negocios

Como parte de la política de rescate de la soberanía petrolera nacional, y en consideración a las estrategias nacionales de interdependencia y solidaridad internacional, PDVSA fomenta proyectos y mecanismos que incentiven el desarrollo industrial del país con criterio soberano, humanista y en armonía con el medio ambiente, respetando las características particulares de las distintas localidades de nuestro territorio y contribuyendo a la construcción de una nueva estructura económica y social incluyente.

Los proyectos y mecanismos de asociación contemplan la creación de empresas proveedoras de bienes y prestadoras de servicios que apalancarán los proyectos estratégicos del Plan Siembra Petrolera,<sup>5</sup> mediante actividades de fabricación, ensamblaje, producción y suministro de los bienes, equipos, partes, piezas e insumos necesarios y estratégicos para el desarrollo de la industria.

<sup>5</sup> Ver capítulo II Plan estratégico



## Estructura organizacional

*Hasta el 31 de diciembre del año 1997, PDVSA condujo sus operaciones en la República Bolivariana de Venezuela a través de tres filiales operadoras principales: Lagoven, S.A., Maraven, S.A y Corpoven, S.A Desde entonces PDVSA ha estado involucrada en un proceso de transformación de sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad y modernizar sus procesos administrativos para aumentar el retorno de capital.*

**A** partir del 1 de enero de 1998 se realizó la fusión de Lagoven, Maraven y Corpoven, y se renombró la entidad fusionada como PDVSA Petróleo y Gas, S.A., que en mayo de 2001 cambió su denominación social a PDVSA Petróleo, S.A., con su consecuente cambio en la estructura organizacional petrolera, ya que la actividad relacionada con el gas natural no asociado comenzaría a ser manejada por la filial PDVSA Gas, S.A. Para finales del año 2002 ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a la filial PDVSA Gas.

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

Desde finales de 2007 se inició la creación de las filiales que conforman el sector no petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral del Estado y como apoyo a la industria petrolera, a través de la formulación de un modelo productivo socialista señalado en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, bajo las premisas de seguridad y soberanía económica, y en refuerzo del Plan Siembra Petrolera. La estrategia organizacional para estas filiales no petroleras está supeditada a la finalidad social de cada filial y el sector económico al cual pertenecen.









## Descripción de las principales filiales

### **PDVSA Petróleo, s.A.**

Constituida en 1998 con la fusión de las antiguas operadoras bajo la denominación de PDVSA Petróleo y Gas, s.A., cambiando en 2001 denominación por la actual PDVSA Petróleo, s.A. Su objetivo es la exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad relacionada con el petróleo y demás hidrocarburos en la República Bolivariana de Venezuela. Así, a partir de 2010 PDVSA Petróleo se encarga de la comercialización de combustible, lubricantes, asfaltos, solventes, grasas y otros derivados de los hidrocarburos bajo la marca PDV®, mediante una red de distribución y de negocio de alto valor agregado.

### **Corporación Venezolana de Petróleo, s.A.**

Constituida en 1975, de acuerdo con la última modificación de su objeto social en 2003, la Corporación Venezolana de Petróleo, s.A. (CVP) dirige y administra lo concerniente a los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. Está encargada de maximizar el valor de los hidrocarburos para la República mediante una eficiente administración y control de los negocios con participación de terceros, asegurando una apropiada vinculación de los beneficios con el bienestar colectivo de la nación. Se encarga también de las actividades de exploración, producción, mejoramiento de petróleo y comercialización en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), así como del desarrollo de nuevos negocios para la producción de hidrocarburos, además de planes y licencias de gas en áreas de Costa Afuera.

### **PDVSA Gas, s.A.**

Constituida en 1998, tiene por objeto la exploración, producción y comercialización de gas natural y líquido tanto industrial como doméstico, así como de su transporte y distribución.

### **PDV Marina, s.A.**

Constituida en 1990, tiene como objetivo el transporte de hidrocarburos y sus derivados a filiales de PDVSA por vía marítima, fluvial o lacustre, dentro y fuera del territorio nacional, mediante tanqueros de su propiedad o en fletamentos.

### **PDVSA Asfalto, s.A.**

Originalmente constituida como Palmaven, s.A., en abril de 2010 cambia su denominación a PDVSA Asfalto, s.A. Tiene a su cargo el asfaltado de las instalaciones de Petróleos de Venezuela, s.A. y sus empresas filiales; la realización de obras de asfaltado de las comunidades aledañas a las zonas operacionales de Petróleos de Venezuela, s.A. y sus filiales, así como también de cualquier zona que determine el Ejecutivo Nacional.

### **PDVSA América, s.A.**

Creada en 2006 para materializar y dar seguimiento a las iniciativas regionales de cooperación energética, conjuntamente con el Ejecutivo Nacional. Las actividades previstas para la región corresponden a todos los niveles de la cadena de valor de los hidrocarburos, además de incluir proyectos tan diversos como los asociados al sector eléctrico, agrícola, fortalecimiento de las economías locales e inversión en obras sociales, desarrollo de infraestructura energética, transferencia de tecnología y capacitación de recursos humanos para el fortalecimiento de la independencia y soberanía energética de cada nación.

De esta manera, además de impulsar esquemas de cooperación energética, se busca dinamizar los sectores económicos, políticos y sociales de las naciones latinoamericanas y caribeñas; promover la unión regional y procurar el establecimiento de un nuevo mapa energético mundial como parte de la estrategia de diversificación de mercados que impulsa la República Bolivariana de Venezuela.

### **Bariven, s.A.**

Se ocupa de la adquisición de materiales y equipos necesarios para las actividades de la Corporación, también es responsable de la administración y gestión de los inventarios, almacenes y la venta de activos no utilizados.





### **Intevep, s.A.**

Constituida en 1979, su orientación estratégica es generar soluciones tecnológicas integrales; también desarrolla tecnologías propias, con especial énfasis en la exploración, producción, refinación e industrialización. De igual manera, es responsable de resguardar el acervo tecnológico de la Corporación.

### **Refinería Isla, s.A.**

Originalmente constituida como Vistaven, c.A. en 1975, posteriormente es denominada Refinería Isla (Curazao), s.A. Tiene bajo arrendamiento la refinería en Curazao y es el accionista de Refinería Isla (Curazao), B.V., a su vez operadora del contrato de arrendamiento.

### **Commerchamp, s.A.**

Filial de Petróleos de Venezuela, s.A. constituida en 1987 con el objetivo principal de realizar la comercialización al detal de productos y derivados de hidrocarburos para el mercado internacional, específicamente combustible para aviación, *bunkers* marinos y gasolina vehicular.

### **PDVSA Agrícola, s.A.**

Constituida en 2007, su propósito es realizar actividades de producción de materia prima de origen agrícola para el procesamiento industrial agroalimentario y agroenergético en La República. Además debe visualizar, definir, implantar y operar los proyectos industriales para la producción agroalimentaria y agroenergética del país, así como también asegurar el desarrollo armónico del entorno y la participación activa de las comunidades rurales en el plan maestro de desarrollo socioproductivo local asociado a sus proyectos y orientado a garantizar la seguridad alimentaria, mejorar la calidad de vida y promover la creación de Empresas de Propiedad Social (EPS) que apoyen a la nueva industria nacional.

### **PDVSA Industrial, s.A.**

Constituida en 2007 con el propósito de efectuar actividades de servicios y acompañamiento técnico en la construcción de equipos, bienes y materiales industriales requeridos para el desarrollo de la industria petrolera. La filial también podrá producir servicios para la construcción de equipos petroleros en Venezuela o en el exterior, además de proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socioproductivo.

### **PDVSA Servicios, s.A.**

Constituida en 2007 con el objetivo general de suministrar servicios especializados en los negocios petroleros de exploración



y producción: operación y mantenimiento de taladros, registros eléctricos, sísmica, fluidos de perforación, cementación y estimulación, además de otros servicios conexos dirigidos a empresas nacionales e internacionales del sector, con altos estándares de calidad, seguridad, cultura ambiental, competitividad, sustentabilidad e innovación, para promover la consolidación de la soberanía tecnológica.

### **PDVSA Gas Comunal, s.A.**

Constituida en 2007, tiene como objeto garantizar el suministro de gas licuado de petróleo como servicio público, alineada con la política de Estado como empresa estratégica para atender las necesidades de la población y promover proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones.

### **PDVSA Ingeniería y Construcción, s.A.**

Constituida en 2008, tiene por objeto proveer servicios de ingeniería y construcción de los proyectos mayores de PDVSA y sus empresas filiales tales como: implementación de proyectos de ingeniería; servicios de ingeniería, procura, construcción, instalación, arranque y gerencia de refinerías, mejoradores, plantas de petróleo y gas, estaciones, oleoductos y otros proyectos relacionados con la industria petrolera.

### **PDVSA Naval, s.A.**

Constituida en 2008, tiene por objeto desarrollar astilleros para la construcción, reparación y mantenimiento de buques, plataformas y puertos y todo lo relativo a la infraestructura naval de PDVSA y sus empresas filiales.



### **PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.**

Constituida en 2008, tiene por objeto el desarrollo y la ejecución de obras de infraestructura social no industrial y programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional. Igualmente, podrá realizar actividades de planificación, coordinación y ejecución de proyectos urbanísticos, dotación de viviendas dignas y seguras a las familias y comunidades que habitan en condiciones de vulnerabilidad.

### **Filiales internacionales**

PDVSA es uno de los más grandes refinadores de petróleo en los Estados Unidos, basado en la capacidad de refinación de sus filiales en ese país, equivalente a 1.089 MBD a diciembre de 2011. PDVSA conduce allí sus operaciones de refinación de petróleo y mercadeo de productos refinados a través de su filial PDV Holding, la cual posee indirectamente 100% de CITGO Petroleum Corporation —CITGO, con sede en Houston, Texas, empresa que refina, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para aviones, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados en los Estados Unidos— por medio de PDV América. Asimismo posee indirectamente 50% de Chalmette Refining LLC por medio de PDV Chalmette, Inc. y 50% de participación de una unidad de coquificación retardada y otra de destilación de petróleo al vacío, integradas dentro de la refinería Meroy Sweeny por medio de PDV Sweeny, L.P. PDVSA también posee indirectamente 50% de Hovensa por medio de PDVSA Virgin Island, Inc. (PDVSA VI), una empresa mixta con Hess Co. que procesa

petróleo en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos. No obstante, en enero de 2012, Hovensa L.L.C., afiliada de PDVSA, anunció el cese de las operaciones de su refinería ubicada en la provincia de Santa Cruz, Islas Vírgenes de los Estados Unidos. Del mismo modo se informó que posterior al cierre de la refinería, el complejo industrial funcionará como un terminal de almacenamiento de hidrocarburos.

En Europa, PDVSA conduce sus actividades de refinación de petróleo y productos derivados a través de la filial PDV Europa B.V., la cual posee una participación accionaria de 50% de Nynas AB (Nynas), una compañía con operaciones en Suecia y el Reino Unido, propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio de Nynas, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros derivados de petróleo refinados.

Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA cuenta con participación en la refinería Camilo Cienfuegos que posee indirectamente una participación accionaria de 49% por medio de una empresa mixta conformada con Comercial Cupet, S.A. y en la refinería Jamaica a través de la empresa mixta Petrojam LTD, en la que PDVSA tiene un 49%. Adicionalmente la Corporación tiene presencia en República Dominicana, con una participación accionaria de 49% en la Refinería Dominicana de Petróleo (Refidomsa). En el Caribe cuenta con la filial Bonaire Petroleum Corporation N.V. (Bopec), que posee un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de petróleo y sus derivados en Bonaire, con capacidad nominal de almacenamiento de 10,1 MMBls.



## Gobierno corporativo

*PDVSA es una empresa nacional profundamente comprometida con el pueblo venezolano. El Gobierno Corporativo tiene por objeto procurar el manejo transparente, eficiente y adecuado de los recursos del Estado, bajo principios profesionales y éticos, en beneficio de los intereses de la República, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y el funcionamiento de la entidad.*

### Asamblea de Accionistas

La Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA; representa la universalidad de las acciones y sus decisiones, que dentro de los límites de sus facultades son obligatorias para la sociedad, mediante disposiciones emitidas en las Asambleas Ordinarias o Extraordinarias.

Entre las principales atribuciones de la Asamblea de Accionistas se encuentran conocer, aprobar o improbar el informe anual de la Junta Directiva, los estados financieros y los presupuestos consolidados de inversiones y de operaciones de PDVSA, y de las sociedades o entes afiliados. Asimismo, esta Asamblea señala las atribuciones y deberes de los miembros de la Junta Directiva, dicta los reglamentos de organización interna necesarios para su funcionamiento, conoce el Informe del Comisario Mercantil y designa a su suplente.

### Junta Directiva

La última modificación de los estatutos sociales de PDVSA (20 de julio de 2011) destaca la importancia de la Junta Directiva como órgano administrativo de la sociedad, con las más amplias atribuciones de administración y disposición, sin otras limitaciones que las que establezca la ley. 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 de formular y dar seguimiento a las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales.

La Junta Directiva (Ver cuadro N.º 3) está compuesta por 11 miembros: un Presidente, dos Vicepresidentes, cinco Directores Internos y tres Directores Externos. Nombrada mediante decreto por el Presidente de la República por un término inicial de dos años, tiene carácter renovable por periodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva. Al 31 de diciembre de 2011, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:

**RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO**

**MINISTRO DEL PODER POPULAR PARA EL PETRÓLEO Y MINERÍA  
Y PRESIDENTE DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. (PDVSA)**

Rafael Ramírez Carreño es Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes (ULA) en 1989, con maestría en Energética por la Universidad Central de Venezuela (UCV). Inició su actividad profesional en Intevep, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, donde fue asignado al manejo de petróleo extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción para la industria petrolera y gasífera nacional. Ha cumplido asignaciones de trabajo en Estados Unidos para el desarrollo del Proyecto de Adecuación de la Refinería de Cardón, y en Francia para el Proyecto de Gas Natural Licuado de Nigeria. En noviembre de 2000 fue designado Presidente Fundador del Ente Nacional del Gas (Enagas), organismo encargado de la estructuración del Plan Nacional del Gas, y responsable del diseño, desarrollo y promoción de la política del Estado para

---

*Nuevo modelo  
socioproductivo  
nacional*

---

*Visión general  
del negocio*

**1** | 31





este sector. En febrero de 2002 fue designado Director Externo de PDVSA. El 17 de julio de ese mismo año fue juramentado por el Comandante Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías, como Ministro de Energía y Minas (MEM), organismo que pasó a denominarse Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Desde el 20 de noviembre de 2004, por Decreto Presidencial N.º 3.264, el Ministro Rafael Ramírez Carreño también se desempeña como Presidente de PDVSA, ratificado en el cargo en el año 2011. A partir de enero de 2005 ha representado a la República Bolivariana de Venezuela en más de 30 conferencias de Ministros de la OPEP, en conferencias del Foro Internacional de Energía e innumerables encuentros internacionales. Asimismo, por Decreto Presidencial N.º 6.919, publicado en Gaceta Oficial N.º 39.267 del 18 de septiembre de 2009, fue designado como quinto Vicepresidente del Consejo de Ministros Revolucionarios del Gobierno Bolivariano de Venezuela. A partir del 1 de enero de 2010 fue nombrado Vicepresidente de la Conferencia de Ministros del Foro de Países Exportadores de Gas.

#### ASDRÚBAL CHÁVEZ, VICEPRESIDENTE

Ingeniero Químico graduado en la ULA en 1979. Ese mismo año comenzó su carrera en la industria petrolera venezolana como ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito, estado Carabobo. Posteriormente ocupó diferentes posiciones en las áreas de servicios industriales, destilación y especialidades, conversión y tratamiento, movimiento de petróleo y productos, programación y economía e ingeniería de procesos. En 1989 fue asignado a la Empresa Universal Oil Products (UOP), Estados Unidos, con el objetivo de realizar una especialización en procesos. En 1990 liderizó el Proyecto de Expansión de las Unidades de Petróleo y Vacío de la Refinería El Palito. En 1993 fue designado Superintendente de Ingeniería de Procesos y en 1994 estuvo a la cabeza del equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito. Durante el período 1995-1999 ocupó diferentes posiciones supervisoras y gerenciales. En 2000 estuvo asignado a la Oficina de la Presidencia de PDVSA, primero en la Reestructuración del Ministerio de Producción y Comercio y luego en el Proceso de Constituyente Económica. En 2001 fue asignado a la empresa Bitúmenes del Orinoco, S.A. (Bitor) como Gerente de Recursos Humanos, donde capitaneó la reestructuración de esta filial de PDVSA. En 2002 es nombrado Asistente a la Junta Directiva de Bitor; en enero de 2003 fue designado Gerente General de la Refinería El Palito y en agosto de 2003 fue nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos de PDVSA. En marzo de 2004 fue nombrado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA y liderizó el equipo negociador de PDVSA en las discusiones del

**CUADRO 3** Composición de la Junta Directiva de PDVSA año 2011

Nombre	Posición	Fecha de designación
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004*
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007*
Eulogio del Pino	Vicepresidente	2008*
Ricardo Coronado	Director Interno	2008*
Víctor Aular	Director Interno	2011
Jesús Luongo	Director Interno	2011
Orlando Chacín	Director Interno	2011
Ower Manrique	Director Interno	2011
Jorge Giordani	Director Externo	2011
Nicolás Maduro	Director Externo	2011
Wills Rangel	Director Externo	2011

\* La fecha de designación se refiere al primer nombramiento como miembro de la Junta Directiva con la posición indicada. Posteriormente, fueron ratificados el 25 de mayo del año 2011.

Contrato Colectivo Petrolero 2004-2006. En enero de 2005 fue designado Director de PDVSA, Presidente de PDV Marina, Director de CIRGO y representante de PDVSA en diferentes filiales y empresas mixtas, cargos desempeñados hasta la fecha. Adicionalmente dirigió el equipo negociador de PDVSA en las discusiones del Contrato Colectivo Petrolero 2007-2009. Fue designado Vicepresidente de Refinación, Comercio y Suministro el 23 de mayo de 2007 y ratificado en ese cargo en el año 2011. El 3 de diciembre de 2009 fue nombrado Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería.

#### EULOGIO DEL PINO, VICEPRESIDENTE

Ingeniero Geofísico graduado en la UCV en 1979, con maestría en Exploración por la Universidad de Stanford (Estados Unidos, 1985). Inició su carrera en la industria petrolera venezolana en la filial de investigación y desarrollo de PDVSA (Intevep) en 1979, desempeñándose en diferentes posiciones técnicas y supervisoras hasta 1990, cuando ocupa el cargo de Gerente Técnico para Latinoamérica en la empresa Western Atlas. Regresó a PDVSA un año después, a la filial Corpoven, S.A., donde asumió diferentes posiciones gerenciales; a partir de 1997 ejerció funciones como Gerente de Exploración y Delineación en PDVSA, para encargarse en 2001 de reiniciar la campaña de Exploración Costa Afuera por parte de PDVSA en la Plataforma Deltana. En 2003 fue designado Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en CVP y representa a PDVSA en las Asociaciones Estratégicas de la FPO. En 2004 fue nombrado Director de CVP. Además de los cargos mencionados





**Asdrúbal Chávez.** Vicepresidente



**Eulogio del Pino.** Vicepresidente



**Ricardo Coronado.** Director Interno



**Víctor Aular.** Director Interno



ha ejercido posiciones como Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Geofísicos de Venezuela (1990-1994), Vicepresidente de la Sociedad Internacional de Geofísicos (1996-1997) y Fundador y Coordinador de la Unión Latinoamericana de Geofísicos. Forma parte de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno desde enero de 2005. Fue designado Vicepresidente de Exploración y Producción el 4 de septiembre de 2008 y ratificado en 2011.

#### **RICARDO CORONADO, DIRECTOR INTERNO**

Ingeniero Mecánico egresado de Oklahoma State University (Estados Unidos) en 1981, con estudios de postgrado en Gerencia de Administración de Empresas en la Universidad del Zulia (LUZ). Ingresó a la industria petrolera venezolana en 1981 como Ingeniero de Plantas en Anaco, estado Anzoátegui. En 1985 se desempeñó como Supervisor de Operaciones de la Planta de Compresión de Gas Lago 1 en Bachaquero. En 1987 fue designado Jefe de la Unidad de Plantas de Compresión de Gas Unigas y Lamargas. Tres años después fue nombrado Jefe de la Sección de Tecnología de Operaciones en las Plantas de Lagunillas. En 1993 estuvo como Jefe de las Unidades de Plantas de Vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, estado Zulia. En 1997 se desempeñó como Superintendente de Análisis de Riesgos de la Gerencia de Seguridad de los Procesos en Maracaibo. En 1998 fue nombrado Gerente de Seguridad de los Procesos en Barinas; en 2000 se desempeñó como Gerente de Operaciones de Producción en el estado Apure, y en esa misma función, un año después, en Barinas. En 2003 fue designado Gerente de Coordinación Operacional en Barinas y Apure, así como Gerente de la Unidad de Negocios de Producción Barinas. En febrero de 2004 fue nombrado Subgerente General de Exploración y Producción Occidente. En abril de 2005 fue nombrado Gerente General de la referida división. En 2007 fue nombrado Gerente General de la División Costa Afuera. En enero 2008 se desempeñó como Gerente Corporativo de Producción. El 4 de septiembre de 2008 fue nombrado miembro de la Junta Directiva de PDVSA en calidad de Director Interno, en adición a sus funciones. A partir de febrero de 2009 recibió los nombramientos como Presidente de PDVSA Gas, Director de Bariven, Vicepresidente de PDVSA Insurance Company, LTD. En noviembre de 2009 fue designado como Presidente del Proyecto de Respuesta Rápida de Generación Eléctrica de PDVSA. En febrero de 2011 fue nombrado miembro del Comité de Dirección de Proyectos de Vivienda y en marzo de 2011, miembro de la Junta Directiva de CVP, así como también Director Ejecutivo de PDVSA Occidente.

#### **VÍCTOR AULAR, DIRECTOR INTERNO**

Licenciado en Contaduría Pública graduado en la Universidad Central de Venezuela en 1989. Ingresó a Petróleos de Venezuela,

S.A. (PDVSA) en 2003, como apoyo al proceso de recuperación y actualización de los sistemas financieros, administrativos y contables, luego de las terribles consecuencias del sabotaje petrolero de 2002 y 2003. Fue designado Gerente Corporativo de Contraloría Financiera de PDVSA en octubre de 2004 y se responsabilizó entre otras cosas por la actualización de la contabilidad y por los reportes financieros de los años 2003, 2004 y 2005. En enero de 2006 fue designado Gerente Corporativo de Presupuesto, Costos y Control de Gestión. Se desempeñó como Director Ejecutivo de Finanzas desde noviembre de 2007 hasta su designación como Director Interno de PDVSA mediante Decreto N.º 8.238, firmado por el Comandante Presidente Hugo Chávez Frías, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N.º 39.681 el 25 de mayo de 2011. Antes de su ingreso a PDVSA era Director de la División de Auditoría de la Firma Lara Marambio & Asociados (Deloitte & Touche). Renunció a esta firma para venir a PDVSA en los difíciles días posteriores al sabotaje petrolero. Entre los años 1986 y 2003 desarrolló una experiencia progresiva, principalmente en firmas internacionales de contadores públicos, realizando auditorías de empresas manufactureras, de servicios, financieras y del sector gubernamental. Durante este tiempo, además de Deloitte & Touche, trabajó como auditor en Ernst & Young International y en Horwath de Venezuela. Es Profesor, por Concurso de Oposición, de la Cátedra de Auditoría en la Universidad Central de Venezuela (UCV) desde 2002. Entre los años 2006 y 2008 fue Vicepresidente de la Federación de Colegios de Contadores Públicos de Venezuela. Se desempeñó como Contralor y como Fiscal del Colegio de Contadores Públicos del estado Miranda entre 1996 y 2006. Todos estos cargos gremiales fueron alcanzados por medio de elecciones populares.

#### **JESÚS LUONGO, DIRECTOR INTERNO**

Ingeniero Químico por la Universidad Central de Venezuela, inició su carrera dentro de la Industria Petrolera el 8 de febrero de año 1984 en Lagoven (filial de Petróleos de Venezuela) como Ingeniero de Procesos en la Refinería Amuay. Entre 1986-1987 cursó una maestría en Refinación en el Instituto Francés de Petróleo, París. Retornó a la Refinería de Amuay para trabajar como Ingeniero de Procesos en diferentes posiciones técnicas y supervisorías, destacándose en la conducción y coordinación de estudios para la optimización del procesamiento de petróleo pesados y en el proyecto de Reemplazo de Equipos del Sistema de Vacío en tres principales torres de destilación en la Refinería Amuay. Entre 1998 y 2002 se desempeñó como Gerente de Suministros de Amuay, Gerente de Conversión Media en Cardón y Gerente de Ingeniería de Procesos. En enero de 2004 fue designado Sub Gerente del Centro de Refinación Paraguaná (CRP) hasta



**Jesús Luongo.** Director Interno



**Ower Manrique.** Director Interno



**Orlando Chacín.** Director Interno



**Jorge Giordani.** Director Externo



marzo del mismo año, cuando pasó a ocupar el cargo de Gerente General. A partir del 4 de mayo de 2007 comparte sus funciones en la Gerencia General del Centro de Refinación Paraguaná (CRP) con el cargo de Director Ejecutivo de Refinación de Petróleos de Venezuela. También es Director de PDV Marina y Bariven y a partir de mayo del 2011 fue designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Interno. Tiene 27 años de servicio dedicados a la industria de los hidrocarburos. Reconocimientos recibidos: Orden Simón Bolívar en su Primera Clase; Orden Juan Crisóstomo Falcón; Orden Ciudad de Coro; Orden Josefa Camejo; Orden Alí Primera; Botón de Honor al Mérito del Consejo Legislativo del estado Falcón (CLEF); Medalla Naval Capitán de Fragata Felipe Batista en su única clase.

#### **ORLANDO CHACÍN, DIRECTOR INTERNO**

Ingeniero Geodésico egresado de la Universidad del Zulia, con Maestría en Geofísica por la Universidad de Tulsa, Estados Unidos. Ingresó a la industria petrolera en 1983. Posee una destacada trayectoria en las áreas de geología de operaciones y yacimientos. Durante el sabotaje petrolero se desempeñó como Gerente General de Exploración y Producción de PDVSA Intevep, coordinando el personal asignado a las operaciones de producción de Occidente y Oriente del país. Es Director Ejecutivo de Oriente y forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela desde el 25 de mayo de 2011.

#### **OWER MANRIQUE, DIRECTOR INTERNO**

Ingeniero de Sistemas del Instituto Universitario Politécnico Luis Caballero Mejías (hoy Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre). Ha desempeñado diversos cargos técnicos y supervisorios en las áreas de instrumentación, mantenimiento y automatización de producción desde su ingreso a la industria en 1989. Luego del sabotaje petrolero fue nombrado Gerente Corporativo de Automatización Industrial. Actualmente se desempeña como Director Ejecutivo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones y Presidente de PDVSA Industrial. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela.

#### **JORGE GIORDANI, DIRECTOR EXTERNO**

Ministro del Poder Popular para Planificación y Finanzas, es Ingeniero Electrónico graduado en la Universidad de Bologna, Italia, con maestría en Planificación del Desarrollo del Centro de Estudios del Desarrollo (Cendes), Universidad Central de Venezuela (UCV), y doctorado en la Universidad de Sussex, Reino Unido. Ha desempeñado múltiples cargos en su carrera profesional. Es Director Principal del Banco Central de Venezuela, en

representación del Ejecutivo Nacional. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela.

#### **NICOLÁS MADURO, DIRECTOR EXTERNO**

Canciller de la República Bolivariana de Venezuela, es abogado con destacada trayectoria en defensa de los derechos de los trabajadores y trabajadoras, y dirigente sindical con reconocida labor política como diputado ante la Asamblea Nacional y ahora como Canciller. A partir del 25 de mayo de 2011 forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela.

#### **WILLS RANGEL, DIRECTOR EXTERNO**

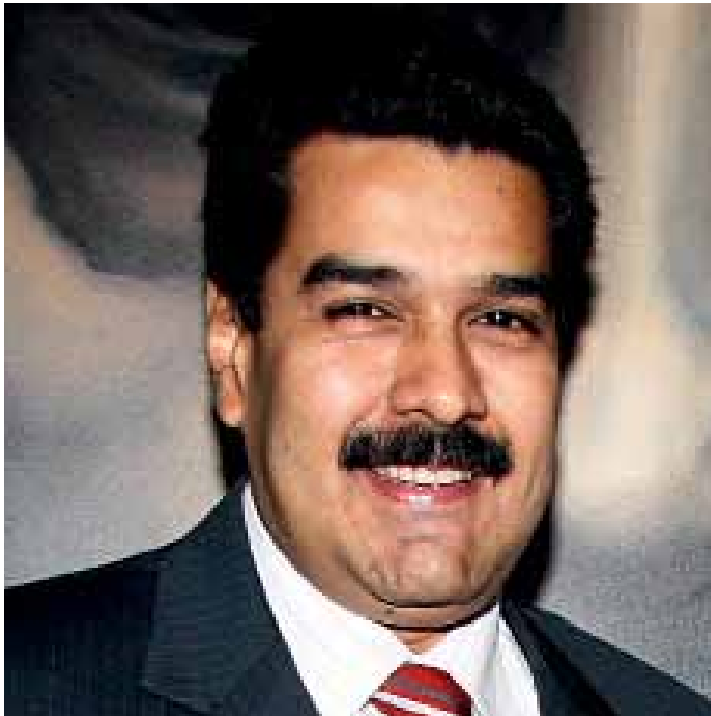
Es graduado como Técnico Petrolero, con una trayectoria de 22 años en el sector de los hidrocarburos, en el cual mantiene un destacado liderazgo en defensa de los derechos de la clase obrera, habiendo impulsado la unidad entre los trabajadores y trabajadoras en una sola federación. Actualmente se desempeña como dirigente sindical con el cargo de Presidente de la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, Gas, Similares y Derivados de Venezuela (FUTPV) y Presidente de la Central Bolivariana Socialista de Trabajadores y Trabajadoras de la Ciudad, Campo y Pesca de Venezuela (CBST). A lo largo de su trayectoria ha desempeñado labores como obrero de taladro, encuellador, obrero de cuadrilla, chequeador de campo, sobrestante de cuadrilla. Ha participado en proyectos de productividad para minimizar las entradas de taladros en pozos de bombeo electrosumergibles que se taponaban por arrastre de carbonato y realizar actividades como Capitán de los Bomberos Municipales en Barinas. Es Miembro del Plan Nacional de Contingencia de PDVSA. Forma parte de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela a partir del 25 de mayo de 2011.

### **Comité Ejecutivo**

Es el órgano administrativo de gobierno inmediatamente inferior a la Junta Directiva y está compuesto por el Presidente de la Junta Directiva, los Vicepresidentes de dicha Junta y el Director de Enlace de Finanzas. Posee las mismas atribuciones y competencias que la Junta Directiva, según Resolución de la Junta Directiva N.º 2008-20 del 12 de septiembre de 2008, salvo en lo relativo a la aprobación del presupuesto, informe de gestión y cualquier otra decisión vinculada al endeudamiento de la Corporación, las cuales deben ser ratificadas por la Junta Directiva para que surtan efectos legales.

### **Comité de Auditoría**

Asiste a la Junta Directiva en el cumplimiento de sus responsabilidades, en cuanto a vigilar la calidad y suficiencia del sistema de control interno de los negocios nacionales e internacionales de la



Nicolás Maduro. Director Externo



Wills Rangel. Director Externo

Corporación. 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, en relación con la calidad y adecuación de la información financiera corporativa.

Para poder cumplir apropiadamente con las responsabilidades asignadas por la Junta Directiva de PDVSA, el Comité de Auditoría tiene la autoridad para ordenar la investigación de cualquier materia relacionada con su ámbito de competencia. Podrá usar los servicios de la Dirección de Auditoría Interna Corporativa, de los auditores externos, de consultores independientes o de otros recursos internos o externos para adelantar los estudios y las investigaciones requeridas.

Los miembros del Comité de Auditoría y su secretario son designados por la Junta Directiva de PDVSA. La Presidencia del Comité es ejercida por el Presidente de PDVSA, responsable por la dirección, orientación y jerarquización de los asuntos que trata el Comité.

### **Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas**

Constituye un foro para debatir e intercambiar asuntos estratégicos para los negocios de exploración, producción y gas, que conlleven a la identificación y/o modificación de procesos y actividades que incrementen la productividad y efectividad de

las operaciones y los procedimientos administrativos, financieros y legales, a través del intercambio de experiencias exitosas, lecciones aprendidas en las distintas divisiones operacionales, práctica de la innovación tecnológica, modernización de la infraestructura existente y la promoción del trabajo en conjunto. Con este tipo de sinergia se busca la transparencia de la gestión de los negocios y funciones asociadas, así como también el uso y masificación de prácticas tecnológicas que conlleven a un incremento de la productividad, tanto de los activos como del recurso humano involucrado en las operaciones, con especial atención a la reducción de costos y gastos.

### **Comité de Operaciones de Refinación, Comercio y Suministro**

Tiene por objeto debatir e intercambiar información sobre los asuntos estratégicos para los negocios de refinación, comercio y suministro, comercialización y distribución Venezuela, PDV Mantenimiento, Empresa Nacional de Transporte, Proyectos Plan Vial y Autogas, PDV Marina, S.A., PDV Naval, S.A., Dirección Ejecutiva, Proyectos de Nuevas Refinerías, Mejoradores y Terminales y Negocios Internacionales que conlleven a la identificación y/o modificación de procesos, actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimientos administrativos, financieros y legales.



## Transparencia y democratización de la información

En coordinación con el Comité de Operaciones de Planificación y Finanzas, previo a su sometimiento a la Junta Directiva, este Comité conoce y valida los presupuestos originales de inversiones, operaciones y divisas como parte del proceso anual de formulación presupuestaria de organizaciones, negocios y filiales de Petróleos de Venezuela, S.A., asociadas a las actividades de refinación, comercio y suministro. Asimismo, asegura el logro de los resultados volumétricos y financieros previstos en el presupuesto anual, promoviendo el intercambio de las experiencias positivas y lecciones aprendidas que conduzcan al éxito y al mejor aprovechamiento de los recursos; revisa periódicamente los planes corporativos de contingencia en aquellos casos donde sea necesaria su implantación y solicita la realización de las evaluaciones que el Comité considere como relevantes con el objetivo de medir la efectividad real de dichos planes de contingencia.

El Comité también aprueba o respalda, según su nivel de delegación de autoridad, la contratación de bienes, obras y servicios; evalúa la gestión tecnológica de las organizaciones, asociada a los planes establecidos en la estrategia tecnológica corporativa; promueve el intercambio de experiencias tecnológicas exitosas entre las distintas organizaciones, impulsando su uso y masificación en el resto de la Corporación, en la búsqueda de un incremento significativo de la productividad de los activos de la Empresa, reducción de costos y adiestramiento del personal en el uso de las mejores prácticas.

### Comité de Refinación

Fue creado para resolver asuntos relacionados con la operación, administración y mantenimiento de las refinerías que integran el sistema refinador nacional e internacional de PDVSA. Tiene entre sus atribuciones respaldar, para su sometimiento al Comité de Operaciones de Refinación, Comercio y Suministro, las modificaciones a los programas y proyectos de todas las organizaciones de los negocios, organizaciones y filiales de refinación, así como de las filiales y negocios encargados del mantenimiento de las refinerías. Se ocupa de apoyar también las modificaciones a los presupuestos aprobados de operaciones y divisas, cuando estas modificaciones y/o variaciones excedan los toques presupuestarios establecidos por las respectivas Asambleas de Accionistas.

Asimismo, autoriza y aprueba a los negocios, organizaciones, filiales de refinación, filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías, la celebración de convenios de cooperación, a nivel nacional e internacional, con entes gubernamentales y privados que permitan obtener sinergias y mejoras en la calidad de la gestión; evalúa la gestión de las organizaciones y filiales a su cargo; hace seguimiento al desempeño de los negocios, organizaciones, filiales de refinación, filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías, mediante el

uso de indicadores de resultados para orientar la gestión hacia el logro de los objetivos estratégicos establecidos; autoriza o respalda, según su nivel de autoridad delegada, la contratación de bienes, obras y servicios de todas las organizaciones y filiales de refinación y de las filiales y negocios encargadas del mantenimiento de las refinerías.

### Comité de Comercio y Suministro

Tiene como alcance resolver los asuntos relacionados con la comercialización de petróleo y productos, fletamentos y registro de clientes en las referidas áreas, así como asuntos estratégicos y operacionales relacionados con el comercio y suministro, refinación y mantenimiento de refinerías y mejoradores. En este sentido el Comité tiene entre sus atribuciones autorizar la celebración de contratos de compra-venta de petróleo y productos, a escala nacional e internacional, hasta por tres años, independientemente del monto del contrato; la celebración de convenios de intercambio, compra-venta de petróleo y productos en ultramar, hasta por tres años, independientemente del monto del contrato, y la celebración de convenios de suministro, intercambios, compra-venta de petróleo y productos a escala nacional e internacional, con empresas mixtas y otras formas de asociación comercial por periodos de hasta tres años, independientemente del monto del contrato.

El Comité revisa y aprueba las modificaciones y actualizaciones de las políticas referidas al manejo de clientes en el Registro de Clientes y Proveedores, las propuestas de suspensión y rechazos de clientes y proveedores, aprueba los contratos de fletamento a tiempo determinado y de remolcadores por servicios en muelles hasta por tres años, independientemente del monto del contrato; evalúa la gestión de las organizaciones y filiales a su cargo, entre otras.

### Comité de Operaciones de Planificación y Finanzas

Se encarga de velar por la adecuada y oportuna orientación estratégica de las actividades de PDVSA, según los lineamientos y políticas del Accionista, expresado a través de los planes, programas y proyectos de la Corporación. Asimismo se encarga del control, seguimiento y rendición de cuentas del cumplimiento de la estrategia y la gestión financiera de las organizaciones de PDVSA y sus filiales.

### Comité de Recursos Humanos

Es un órgano de soporte para la Junta Directiva que asesora, aprueba y hace seguimiento a todo lo relacionado con el personal en aspectos estratégicos, de acuerdo con las normativas de administración de PDVSA y los lineamientos de la Junta Directiva.

### **Comité de Volumetría**

Creado con la finalidad de mantener un monitoreo permanente, sistemático y adecuado de las metas de producción, además de coordinar los distintos negocios involucrados en el cumplimiento de la volumetría propuesta en los planes y presupuestos anuales de la Corporación.

### **Comité Operativo para el Sector no Petrolero**

Tiene como finalidad conocer todo lo relativo a las actividades de las filiales de PDVSA calificadas como no petroleras, así como también a las contrataciones, el mantenimiento de infraestructura, el seguimiento de políticas y las licitaciones de las referidas filiales.

### **Comité Operativo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones**

Creado con el objeto de conocer todo lo relativo a las actividades desarrolladas por la Corporación y sus filiales relacionadas con programas y proyectos en materia de automatización, informática y telecomunicaciones.

### **Comité Operativo de Ambiente**

Su objetivo es dar cumplimiento al Plan de Inversiones y Operacional de los negocios y filiales de PDVSA en lo concerniente a la función de ambiente.

### **Comité Operativo de Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional**

Creado con el objeto para dar cumplimiento al Plan de Inversiones y Operacional de los negocios y filiales de PDVSA en lo relativo a la función de seguridad e higiene.

### **Comité de Dirección de Proyectos de Vivienda**

Tiene potestades de gestión, dirección, control y revisión de los proyectos de vivienda desarrollados por la Corporación o bajo su responsabilidad, centralizando la dirección estratégica y operacional de los desarrollos habitacionales a cargo de PDVSA.

### **Comité de Infraestructura de Suministro de Combustible para las Plantas de Generación Eléctrica a Escala Nacional**

En materia de competencia y negocios tiene como alcance establecer el suministro de combustible a las referidas plantas, incluyendo los análisis para la posible incorporación de volúmenes adicionales de gas al sistema y la revisión de los procesos para

la optimización de su uso. Este Comité diseña estrategias para la incorporación de volúmenes de gas adicionales hacia las plantas de generación eléctrica a nivel nacional.

### **Control Interno**

PDVSA, cumpliendo su objetivo social bajo la administración y atribuciones de la Junta Directiva, ejecuta sus operaciones estableciendo y manteniendo un adecuado control de las actividades sobre la base de conceptos y principios generalmente aceptados, en concordancia con las leyes, normas aplicables y las mejores prácticas corporativas y profesionales. En este sentido, el Sistema de Control Interno de PDVSA está conformado por entes y organizaciones validadoras y evaluadoras internas (Auditoría Interna Corporativa, Auditoría Fiscal, Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas y la Gerencia Corporativa de Normas, Procedimientos, Control Interno y Calidad de Procesos adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas) y externas (Ministerio, Comisario Mercantil, Auditores Externos y Contraloría General de la República). Internamente está constituido por un conjunto de políticas, normas y procedimientos, formalmente dictados y orientados al funcionamiento coordinado de este sistema, reforzadas mediante una mayor participación de las direcciones, gerencias, organizaciones corporativas y comités delegados auxiliares de la Junta Directiva de PDVSA: Operaciones de Exploración, Producción y Gas (EPYGAS), Operaciones de Refinación, Volumetría, Auditoría, Planificación, Finanzas y Recursos Humanos, entre otros.

En concordancia con el Proyecto Nacional Simón Bolívar en lo que se refiere a garantizar la transparencia y democratización de la información, y considerando como política la mejora de los procesos administrativos internos de la industria, durante el año 2011 el Comité Ejecutivo de PDVSA instruyó certificar el adecuado control interno de los estados financieros de la Corporación, incluyendo procesos de evaluación de fraude y conductas irregulares. La instrucción contempló la creación de una estructura organizacional adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas, responsable de la ejecución del proyecto de certificación. Al finalizar este proyecto se espera obtener una declaración por parte de la Gerencia de PDVSA sobre la efectividad del control interno de los estados financieros de la Corporación, auditada por los auditores externos de PDVSA.



## Recursos humanos



**CUADRO 4** Evolución de la fuerza laboral de PDVSA, 2006-2011

Número de trabajadores	2011	2010	2009	2008	2007
Propia petrolera-Venezuela	98.422	93.769	86.790	73.580	56.769
Propia no petrolera-Venezuela	17.000	14.023	-	-	-
Propia petrolera-exterior	5.765	6.098	5.159	5.159	5.140
<b>Total trabajadores</b>	<b>121.187</b>	<b>113.890</b>	<b>91.949</b>	<b>78.739</b>	<b>61.909</b>
<b>Contratistas</b>	<b>14.851</b>	<b>14.082</b>	<b>10.801</b>	<b>19.374</b>	<b>15.383</b>

**P**ara el cierre del año 2011 la fuerza laboral propia de PDVSA y sus filiales petroleras y no petroleras se ubicó en 121.187 trabajadores: 98.422 personas en el sector petrolero nacional; 17.000 en el sector no petrolero nacional y 5.765 en el sector petrolero internacional, con un incremento aproximado de 21% con respecto al año 2010. Esto obedece primordialmente a la continuidad de los ingresos a través de la política de plena soberanía petrolera que la industria lleva a cabo desde 2007 y a la fuerza laboral requerida para los diferentes proyectos contemplados en el Plan Siembra Petrolera años 2012-2018. En

cuanto a la fuerza laboral en el exterior disminuyó en un 5% en comparación con el año anterior, debido a la culminación de contratos temporales en las empresas Hovensa, CITGO y BOPEC.

La fuerza laboral contratista al cierre de 2011 fue de 14.851 trabajadores y trabajadoras, con un incremento aproximado de 5% con respecto al año 2010, en especial por los ingresos de los empleados y empleadas temporales para operaciones de mantenimiento y construcción en las áreas medulares de la empresa en las regiones: Oriente, Occidente, Centro Occidente y Centro de Refinación Paraguaná (CRP).

NOTA: Mayor información sobre Recursos Humanos se encuentra en el *Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2011* que se acompaña.



*121.187 trabajadores*







*Plan  
estratégico*

## ***Plan estratégico***

*El Plan Siembra Petrolera 2012-2018 fue elaborado tomando en consideración: la recuperación que tendrá la economía mundial de la actual crisis; el dominio de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial; la marcada dependencia petrolera de las principales potencias; la proyección de la oferta mundial tomando en cuenta la concentración de las reservas en los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), donde resalta una fuerte cohesión entre sus miembros; los retos asociados al crecimiento de la producción de petróleo y gas natural en la República; la consolidación de los negocios no petroleros.*





**E**n lo que se refiere a la orientación general dada por el Accionista, la Corporación se basa en los tres lineamientos principales:<sup>1</sup>

## Soberanía e independencia económica

Mantener subordinada la estrategia y los planes de inversión sobre los hidrocarburos con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, a fin de que todas las actividades que realice la industria petrolera aseguren la asignación de medios que contribuyan al crecimiento económico y social sostenido de la nación. Dicha sujeción ha sido presentada al país como el Plan Siembra Petrolera, un instrumento para el desarrollo endógeno del país.

## Posicionamiento geopolítico de la República en el ámbito internacional

Continuar apoyando al Ministerio en el fortalecimiento de la OPEP, para la defensa activa de la política de valorización y correcta administración de nuestros recursos; en el desarrollo y fortalecimiento de los organismos de coordinación energética regional como el ALBA, Petrocaribe, Petrosur y demás iniciativas de cooperación impulsadas por el Estado; continuar la reorientación de los negocios en el exterior y reafirmar la estrategia de diversificación de mercados.

## Estrategia empresarial para el sector de hidrocarburos

Llevar a cabo las políticas trazadas por el Ejecutivo Nacional y lograr la valoración de nuestro recurso natural de hidrocarburos en beneficio de la nación. En cumplimiento de este objetivo, PDVSA estará sujeta a las condiciones siguientes:

- Profundizar el proceso de democratización de las relaciones de trabajo donde se garantice la participación y discusión de todos los trabajadores y trabajadoras sin distinción alguna en el desarrollo de los lineamientos, políticas petroleras y estrategias de desarrollo de la Corporación.
- Mantener la continuidad operacional en forma efectiva y eficiente, conforme a las mejores prácticas científicas, técnicas y gerenciales, normas y procedimientos sobre seguridad, higiene, protección y remediación ambiental, para el aprovechamiento y explotación racional de los hidrocarburos.
- Continuar el proceso de transformación y convertirse en una empresa socialista del Estado.
- Diversificar sus planes de adquisición de tecnología y desarrollar las propias. Asegurar la transferencia tecnológica a



través de una sólida política de industrialización.

- Continuar las actividades, programas y proyectos necesarios para remediar los pasivos ambientales y minimizar el impacto ambiental de las operaciones.
- Asegurar la autosuficiencia en materia de energía eléctrica.
- Ajustar los planes al nivel estratégico hacia el uso de combustibles para la generación eléctrica.

En cuanto a los objetivos estratégicos del Plan Siembra Petrolera 2012-2018, éstos se focalizan en los siguientes aspectos:

- Las metas volumétricas reflejarán los esfuerzos asociados al desarrollo acelerado de la FPO, dada la declinación de la producción de las áreas tradicionales del Occidente, Centro-Sur y Oriente del país.
- Desarrollo del gas Costa Afuera para satisfacer el mercado interno.
- Impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial.
- Absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero.

Los grandes retos a los que se enfrentará la Gerencia de PDVSA a mediano plazo giran alrededor del desarrollo de la FPO; sin embargo, se trabajará en el mantenimiento óptimo de los reservorios de petróleo y gas natural, así como de las instalaciones de producción actuales. En cuanto al esfuerzo exploratorio, se mantendrá la actividad en nuevas áreas, en la búsqueda de petróleo condensado, livianos y medianos, así como de gas natural.

## Principales metas para el año 2018

De acuerdo al Plan, las principales metas establecidas para el año 2018 son:

- Incrementar la capacidad de producción de petróleo hasta 5.819 MBD, de los cuales 2.616 corresponderán a gestión directa; 704 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 664 a empresas mixtas de la FPO; 1.835 a nuevas empresas mixtas en la FPO.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 4,1 MMBD.
- Exportar un volumen de petróleo y productos de 4,8 MMBD.
- Aumentar la producción de gas natural a 11.839 MMPCD.
- Incrementar la producción de LGN a 296 MBD.

<sup>6</sup> Políticas y Estrategias para el Sector de Hidrocarburos, Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A., Primera Asamblea de Accionistas de 2011

---

*2018: Incrementar  
la producción de petróleo  
hasta los 5.819 MDB*

---

*Plan  
estratégico*

**2**

47





## Resumen del plan de inversiones y principales proyectos

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de inversiones necesitará durante el periodo 2012-2018 unos 266.000 millones de dólares para alcanzar una producción sostenible de 5.819 MDB de petróleo y 296 MDB de LGN. Asimismo espera proveer cerca de 78% de los fondos requeridos para este plan (207.000 millones de dólares), 18% por medio de inversiones con terceros (48.000 millones de dólares) y 4% en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco (11.000 millones de dólares).

El cuadro N.º 5 muestra un sumario de las inversiones de capital de 2011 y el estimado para el resto del periodo 2012-2018.

**CUADRO 5** Desembolsos por inversiones (expresado en millones de dólares)

Real 2011	Desembolsos por inversiones	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total 2012-2018
203	Exploración	126	1.010	1.173	1.298	718	820	817	5.970
5.053	Producción esfuerzo propio	3.895	9.073	9.084	6.911	7.570	6.344	4.692	47.636
3.238	Producción de petróleo empresas mixtas	2.502	16.615	17.489	16.614	13.461	8.256	5.136	80.305
1.525	Refinación existente	1.353	4.723	5.017	3.536	2.515	1.577	392	18.999
1.603	Desarrollo gas en tierra	1.072	5.427	4.857	3.994	3.891	3.137	3.086	25.425
98	Nuevas refinerías y mejoradores	162	10.087	16.360	20.105	10.085	2.475	6	59.490
798	Comercio y suministro	1.117	652	380	195	124	8	8	2.555
24	Proyecto Socialista Orinoco	184	2.808	2.765	2.002	1.368	907	795	10.929
1.460	Filiales no petroleras	1.261	2.246	1.707	707	501	687	431	7.954
3.531	Otros	6.902	568	568	568	568	568	568	6.796
<b>17.534</b>	<b>Total</b>	<b>18.574</b>	<b>53.209</b>	<b>59.400</b>	<b>55.930</b>	<b>40.801</b>	<b>24.779</b>	<b>15.931</b>	<b>266.059</b>







## Entre 2012 y 2018 se estima una inversión total de 266.059 millones de dólares

**A** continuación se muestra un resumen de los principales proyectos incluidos en el Plan Siembra Petrolera:

### Nuevos desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)

El Plan Siembra Petrolera contempla la producción de 4.196 MBD de petróleo y el desarrollo de 6 mejoradores, con una capacidad de 200 MBD c/u. Para el desarrollo de la FPO se requiere realizar una inversión estimada de 170.643 millones de dólares hasta el año 2021, de los cuales 30.229 millones corresponden al área tradicional u operativa y 140.414 a los nuevos desarrollos y empresas mixtas. Este último monto se desglosa en 89 millones de dólares en el bloque Boyacá; 27.455 millones de dólares en el bloque Junín; 7.508 en el bloque Ayacucho; 40.797 en el bloque Carabobo; 34.380 en mejoramiento; 10.481 millones de dólares en los oleoductos y terminales; 19.704 en el PSO.

Durante 2009 el Ministerio dio inicio al Proyecto Carabobo, conformado por la construcción de 3 proyectos integrados y desarrollados bajo la figura de empresas mixtas, con participación de hasta 40% para los socios.

Los desarrollos contemplan la producción de petróleo extrapesado en las áreas Carabobo 1 Central (179,83 km<sup>2</sup>), Carabobo 1 Norte (203,29 km<sup>2</sup>), Carabobo 2 Norte (132,34 km<sup>2</sup>) y Carabobo 4 Oeste (209,87 km<sup>2</sup>), así como la construcción de 2 mejoradores con capacidad para procesar petróleo de alta calidad de aproximadamente 32° API y 42° API sin residuo de fondo. Además, cada proyecto comprende áreas con reservas suficientes en la estructura Morichal para sostener una producción de al menos 400 MBD (200-240 MBD cada mejorador).

El consorcio ganador para la explotación del bloque Carabobo 3 (Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5), lo integran la española Repsol YPF, la malaya Petronas y las indias Indian Oil, ONGC y Oil India, las cuales constituyen la empresa mixta Petroindependencia, S.A. desde junio de 2010. Mientras que el bloque Carabobo 1 (Carabobo 1 Centro y Carabobo 1 Norte) será explotado por el consorcio integrado por la estadounidense Chevron Texaco, las japonesas Inpex y Mitsubishi y la venezolana Suelopetrol, que se constituyeron en la empresa mixta Petrocarabobo S.A. Se estima que se inicie la producción temprana en 2012 y se alcance el desarrollo total del campo en 2017.

En cuanto al Desarrollo de Junín, se crearon las siguientes empresas mixtas:

**Petromacareo S.A. (Junín 2):** la Asamblea Nacional aprobó la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y Petrovietnam, con una participación accionaria de 60% y 40% respecti-

vamente, para la exploración y el mejoramiento de la reserva de este bloque. Las inversiones para 2021 se estiman en 3.899 millones de dólares, esto incluye renglones asociados a perforación, infraestructura, actividades no generadoras y mejoramiento.

**Petrourica S.A. (Junín 4):** la Asamblea Nacional aprobó la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y China Nacional Petroleum Corporation (CNPC), con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para producir 400 MBD de petróleo extrapesado. Las inversiones para 2021 se estiman en 3.850 millones de dólares.

**Petrojunín S.A. (Junín 5):** sociedad conformada entre PDVSA y la empresa italiana ENI, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para el desarrollo de las reservas de este campo, apuntando a una producción inicial de 75 MBD de petróleo mejorado (16° API) en 2013 hasta llegar a 240 MBD en 2016, con una inversión de 8.300 millones de dólares. Las inversiones contempladas para 2021 se estiman en 2.550 millones de dólares.

**En noviembre de 2010** la Asamblea Nacional autorizó la creación de una empresa mixta de refinación entre PDVSA y la Empresa Italiana ENI para la construcción de una refinería con capacidad para procesar 350 MBD de petróleo, la cual estará ubicada en el Complejo José Antonio Anzoátegui, al norte del estado Anzoátegui. Del mismo modo se firmó un Memorando de Entendimiento para la construcción de una planta termoeléctrica con más de 100 MW en el Complejo Antonio José de Sucre en Güiría, estado Sucre. Ambos proyectos tienen un estimado de inversión de 18.700 millones de dólares.

**Petromiranda S.A. (Junín 6):** empresa mixta constituida entre PDVSA y el Consorcio Petrolero Nacional de Rusia (CNP) compuesto por Rosneft, Lukoil, Gazprom, TNK-BP y Surgutneftegaz, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente; trabajarán en conjunto con CVP para la exploración y producción de petróleo. La producción máxima de esta empresa mixta se estima en 450 MBD de petróleo extrapesado a partir de 2017; este proyecto incluye un mejorador. Las inversiones contempladas en su desarrollo al año 2021 se estiman en 6.425 millones de dólares.

**Junín 1 y Junín 8:** Sinopec (China): en diciembre de 2010 se firmó Memorando de Entendimiento (MDE) para evaluar el desarrollo de los bloques Junín 1 y Junín 8 con la empresa china Sinopec.

**Junín 10:** Total (Francia) y Statoilhydro (Noruega): el 21 de enero de 2010 se dio por terminado el proceso de selección de socios



para el bloque, debido a que las propuestas hechas por Total y Statoilhydro no cumplieron las condiciones exigidas, razón por la cual el bloque será desarrollado con esfuerzo propio de PDVSA. Las inversiones contempladas al año 2021 se estiman en 4.855 millones de dólares.

**Junín 11:** Consorcio japonés (Jogmec, Inpex y Mitsubishi): se presentaron ante el comité guía los resultados del estudio, donde se concluyó seguir profundizando otros esquemas que permitan la viabilidad del desarrollo y la posibilidad de evaluar otros bloques en la Faja.

**Proyecto Socialista Orinoco (PSO):** se orientó a la planificación detallada y ejecución de proyectos estructurantes en las siete líneas programáticas definidas para ello: vialidad y transporte, electricidad, agua y saneamiento, hábitat y vivienda, salud, educación y socioproductivo. En su planificación de mediano y largo plazo, el PSO asume la coordinación, desarrollo y ejecución de estos proyectos que significarán el apalancamiento de la actividad petrolera y la renovación de otras actividades económicas en la FPO, apoyados en el Comité de Coordinación Interinstitucional para la Planificación del PSO, integrado por di-

versos ministerios y la Corporación Venezolana de Guayana. Se elaboraron los estudios de Conceptualización de: a) ferrocarril para el transporte de manejo de sólidos; b) base petroindustrial de Soledad; c) muelle auxiliar de Soledad; d) acueducto Ayacucho y e) desarrollo urbano de San Diego de Cabrutica; d) visualización del acueducto Carabobo y de la base petroindustrial Chaguaramas/Junín. Las inversiones contempladas al año 2021 se estiman en 19.704 millones de dólares.

El resto de las inversiones de las empresas mixtas a 2021 se desglosan Petromonagas 5.257 millones de dólares; Sinovensa 8.876 millones de dólares; Petrocarabobo 11.170 millones de dólares; Petroindependencia 11.181 millones de dólares; Petrodelta 4.314 millones de dólares; Petrocedeno 10.063 millones de dólares; Petroindovenezolana 620 millones de dólares; Petropiar 3.956 millones de dólares; Petrovenbras 28 millones de dólares; Petrokaki 51 millones de dólares; Petrokariña 161 millones de dólares; Petrolera Sinovenezolana 22 millones de dólares; Petroritupano 406 millones de dólares; Petronado 299 millones de dólares; Petrocuragua 41 millones de dólares; Petrolera Bielo Venezolana 1.316 millones de dólares; Petrozumano 1.148 millones de dólares; Vencupet 78 millones de dólares y Petroguárico 89 millones de dólares.



## Proyecto Integral de Exploración (PIEX)

Tiene como objetivo el descubrimiento e incorporación de reservas de hidrocarburos por 6.232 MMBls y de 28.814 MMMPC de gas. El saldo preliminar al 31 de diciembre 2011 de las obras en progreso se ubicó en 489 millones de dólares. Está conformado por siete sub-proyectos. En el cuadro A se indican las reservas que se incorporarán, las sísmicas que se adquirirán y el monto de la inversión de cada uno de los sub-proyectos.

## Proyecto Gas Anaco (PGA)

Tiene como objetivo la construcción de 5 centros operativos con capacidad para recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MMPCND de gas y 34,55 MBD de petróleo liviano, con la finalidad de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y petróleo de los campos San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R, como parte de la Fase I; y Santa Ana y Aguasay como parte de la Fase II. Además, se contempla la construcción de la infraestructura para interconectar los centros operativos del proyecto y la sala de control de producción Gas Anaco, con la finalidad de hacer monitoreo, manejo de alarmas, tendencia histórica de variables, simulaciones de producción, pruebas de pozos y manejo de activos. La inversión total calculada es de 2.741 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 2.072 millones de dólares.

## Proyecto Gas San Tomé

Consiste en la construcción de la infraestructura de superficie requerida para manejar un potencial máximo establecido de 600 MMPCND de gas, 30 MBD de petróleo, 21 MBD de agua y apalancar el desarrollo social del área con el fin de impulsar el progreso endógeno en el sur del estado Anzoátegui. Este proyecto contempla lo siguiente:

- Construcción y adecuación de 38 estaciones de flujo, 8 estaciones de descarga, 8 plantas de tratamiento e inyección de agua y 8 plantas compresoras con capacidad para 550 MMPCD/152 MBHP.
- Construcción de 150 km y 180 km del sistema de recolección de gas en baja presión, líneas de flujo y 200 km de oleoductos.

El costo total del proyecto es de 1.400 millones de dólares y se estima que culmine en el cuarto trimestre de 2016. El monto ejecutado de las obras en progreso al cierre del año 2011 es de aproximadamente 182 millones de dólares.

## Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose

Tiene como objetivo el aumento de la capacidad de fraccionamiento de LGN en Jose hasta 250 MBD. Adicionalmente considera la infraestructura para transporte, almacenamiento y despacho de productos (propano, iso-butano, N-butano, pentano y gasolina), así como los servicios industriales correspondientes. Contempla la construcción y puesta en marcha de las siguientes instalaciones:

- Poliducto de San Joaquín-Jose de 110 km de 26" de diámetro.
- V tren de fraccionamiento LGN (50 MBD).
- Servicios industriales.
- 4 tanques refrigerados, 2 tanques de C3 de 500 MBl cada uno y 2 tanques de C4 de 100 MBl cada uno.
- Tren de refrigeración mecánica con propano para 100 MBD.
- Tanques atmosféricos.
- Esferas presurizadas.
- Adecuación del terminal marino.

En 2011 se culminó la ingeniería básica del paquete de tratamiento de propano del V tren de refrigeración y se alcanzó 79% en la construcción del Poliducto San Joaquín-Jose, entre otras. La inversión total es de 651 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en 2015. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 252 millones de dólares.

## Soto I

El proyecto tiene como objetivo la instalación de una planta modular de extracción profunda de LGN y los Servicios Auxiliares del Modulo I y II, con capacidad para procesar 200 MMPCD de gas y producir 15 MBD de LGN. También la construcción de un poliducto de 10" para transportar LGN desde Soto hasta San Joaquín y la infraestructura eléctrica que garantice la autosuficiencia eléctrica de la planta, asegurando el aprovechamiento de las corrientes de gas provenientes del Área Mayor de Oficina (AMO) y Distrito San Tomé para cumplir con la demanda del mercado interno y el suministro de propano y futura producción de etano a la empresa petroquímica. El proyecto contempla la ejecución de:

- Una planta modular de extracción profunda de líquidos del gas natural (LGN) con capacidad de procesar 200 MMPCD.
- 35 km de poliducto de 16" desde Soto a la planta de extracción San Joaquín.
- Infraestructura eléctrica a Subestación Soto Norte.

El costo estimado del proyecto es de 400 millones de dólares y el saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 174 millones de dólares.

CUADRO A Sub-proyectos que conforman el PIEX

Sub-proyectos	Incorporación		Adquisición		Pozos exploratorios	Tiempo del proyecto	Inversión total de proyecto (MMUS\$)
	Reservas de hidrocarburos (MMBl)	Reservas de gas (MMMPC)	Sísmica 2 <sup>D</sup> (km)	Sísmica 3 <sup>D</sup> (km <sup>2</sup> )			
PIEX Fachada Caribe	1.798	15.349	35.263	5.442	49	2008-2021	1.343
PIEX Anzoátegui Monagas Central Pantano	1.136	3.379	-	900	22	2007-2021	465
PIEX Norte Monagas Serranía	1.242	4.938	1.800	5.000	20	2007-2021	558
PIEX Tren Anaco Guárico	195	1.286	3.450	3.574	7	2009-2019	308
PIEX Zulia Oriental Falcón	1.075	1.380	1.600	8.428	20	2007-2021	653
PIEX Centro Sur Sur	376	347	2.016	2.275	12	2007-2020	264
PIEX Centro Sur Norte	410	2.135	1.200	4.424	25	2007-2018	478
<b>Total</b>	<b>6.232</b>	<b>28.814</b>					





## IV tren San Joaquín

Tiene como objetivo construir las instalaciones de procesos y servicios de una planta de extracción de LGN que permita incrementar el procesamiento en el área de Anaco en 1.000 MMPCD, con 98% de recobro de propano (C<sub>3</sub>+), generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCD de gas residual a los sistemas de transporte de gas para el mercado interno, contribuyendo así al desarrollo potencial de la industria petrolera, petroquímica y social del país. El proyecto tiene como fecha estimada 2015 y contempla la ejecución de:

- IV tren de extracción profunda de LGN, con una capacidad de 1000 MMPCD, cuyo diseño contempla dos fases: Fase I con 98% de recobro de C<sub>3</sub>+ y una producción de 50 MBD; Fase II, con 98% de recobro de metano (C<sub>2</sub>) y 100 % de recobro de C<sub>3</sub>+
- Nueva infraestructura administrativa, operacional, vialidad y de servicio de la planta de extracción San Joaquín.
- Nueva vialidad de acceso.

El costo estimado es de 1.521 millones de dólares y el saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 518 millones de dólares.

## Pirital I

Tiene como objetivo la construcción y puesta en marcha de una planta de extracción profunda con recobro de etano para la extracción de LGN, con una capacidad de procesamiento de 1.000 MMPCD de gas natural y las facilidades de transporte requeridas en Pirital, estado Monagas. Se estima su finalización en 2016.

El proyecto contempla la ejecución de:

- Un tren de extracción profunda de LGN con una capacidad de 1.000 MMPCD con 98% de recobro de C<sub>2</sub>+
- Facilidades para el recobro de etano.
- Servicios industriales.
- Un poliducto.
- Un etanoducto.
- Facilidades para el manejo del gas de alimentación y descarga.
- Infraestructura administrativa, operacional y de servicio.

La inversión estimada del Proyecto Pirital es 1.681 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente de 15 millones de dólares.

## Interconexión Centro Oriente-Occidente (ico)

Tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región este y central de la República (Anaco, estado Anzoátegui a Barquisimeto, estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste (Ulé, estado Zulia y CRP, estado Falcón), a fin de cubrir la demanda de gas en esa zona, expandir la entrega de gas a otras regiones de la nación y a largo plazo exportar gas hacia





Colombia, Centro y Suramérica. Este proyecto incluye el diseño, ingeniería, procura y construcción de 1 gasoducto de 300 km de longitud y 30" a 36" de diámetro, así como 3 plantas compresoras (Morón 54.000 Hp, Los Morros 72.000 Hp y Altagracia 54.000 Hp). La inversión estimada del Proyecto ICO es 891 millones de dólares. La ejecución financiera de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente de 160 millones de dólares.

### **Sistema Nororiental de Gas (Sinorgas)**

Tiene previsto la construcción de infraestructura necesaria para manejar y transportar los volúmenes de gas a producirse en los desarrollos Costa Afuera de la región nororiental del país, desde Güiría hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas. El proyecto tiene planificada su culminación para 2015. El costo estimado del Proyecto Sinorgas es de 2.162 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 922 millones de dólares.

### **Jusepín 120**

Tiene como propósito minimizar la emisión de gases del Complejo Jusepín con la instalación de 4 motocompresores nuevos con manejo de 30 MMPCD de gas cada uno; se mejorará así la flexibilidad operacional y disminuirá el cierre de producción por mantenimientos programados. El costo total estimado del proyecto es de 41 millones de dólares y actualmente está comprimiendo 120 MMPCD a nivel de 120 Libras por Pulgada Cuadrada (LPC). El monto ejecutado de las obras al cierre de 2011 es de aproximadamente 37 millones de dólares, se espera que para el final del primer trimestre de 2012 se culminen las obras complementarias del complejo.

### **Proyecto Mariscal Sucre**

Consiste en la perforación de 36 pozos, la construcción de 2 plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarino, línea de recolección y sistema de exportación y construcción de las siguientes instalaciones: 563 km de tuberías marinas; urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA); plantas de adecuación y procesamiento de gas PAGMI; generación de energía eléctrica (900 MW en Güiría y 450 MW en Cumaná, estado Sucre); redes de transmisión y distribución eléctrica, para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera en el oriente del país, desarrollando, en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados en el norte de Paría, en Costa Afuera, para producir hasta 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado. El proyecto

contempla adicionalmente la construcción de la Sede de Macarapana, Puerto de Hierro y los proyectos sociales, y se despliega en el estado Sucre y la zona marítima al norte, puntualmente en: Cumaná (área administrativa), Carúpano (centro de adiestramiento y base de operación) y Güiría (base de operaciones). El proyecto tendrá una inversión aproximada de 15.718 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2017. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente 4.155 millones de dólares.

### **Plataforma Deltana**

Está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende la exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km<sup>2</sup> en los que existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República y la República de Trinidad y Tobago. Se están desarrollando proyectos de unificación de yacimientos con el país vecino, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación en zonas de yacimientos compartidos, conforme a lo establecido en el Tratado Marco sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación firmado el 20 de marzo de 2007. Para la ejecución de estos proyectos se estima una inversión de 1.800 millones de dólares.

Los proyectos asociados a los bloques en los cuales se dividió el área son:

#### **Bloque 1 Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campos Kapok-Dorado)**

Tiene como finalidad valorar las reservas de gas natural no asociado de los yacimientos del bloque 1 de Costa Afuera oriental, a través de la creación de la infraestructura necesaria para perforar y producir el gas, así como instalar una planta de gas natural licuado flotante en sitio, a fin de contribuir con el suministro de gas metano para exportación. El proyecto comenzó en 2007 con el proceso de unificación de yacimientos con Trinidad y Tobago. A la fecha se continúa a la espera por negociación entre ambos países.

#### **Bloque 2 Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campos Lorán-Manatee)**

El objetivo es llevar a cabo la explotación de los yacimientos de gas no asociado de los bloques 2 y 3 de Plataforma Deltana, para su envío a la Planta de GNL I que estará ubicada en Güiría, con el propósito de suplir al mercado interno y a la Planta de GNL para su posterior exportación. Lo anterior está alineado con el objetivo de apalancar el crecimiento de la economía. Es importante resaltar







que el bloque 3 no requiere el proyecto de unificación de yacimientos ya que los mismos se encuentran en territorio venezolano.

### Bloque 3

La Plataforma Deltana no requiere unificación por no tener yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago. A la fecha no se han descubierto reservas comerciales ni se han definido campos.

### Bloque 4 Proyecto de Unificación de Yacimientos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago (Campo Cocuina-Manakin)

Tiene como objetivo la explotación del bloque 4 de la Plataforma Deltana para completar los volúmenes del bloque 2 y ser enviados a la futura Planta de GNL I. Al 31 de diciembre de 2011 el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 249 millones de dólares.

### Proyecto Autogas

Tiene como objetivo liberar combustible líquido (gasolina) del mercado interno para su exportación y diversificar la matriz de combustibles del sector transporte incorporando el gas vehicular a través de la construcción de puntos de expendio para su venta y la conversión de vehículos al sistema bicomcombustible (gasolina-gas) a escala nacional. Adicionalmente, el Proyecto Autogas asegurará el abastecimiento continuo y eficiente de gas para uso vehicular, para fines de transporte de pasajeros y carga en el mercado interno. Se estima para este proyecto una inversión total de 1.765 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2011, es aproximadamente 652 millones de dólares.

### Proyecto Rafael Urdaneta

Tiene como objetivo el desarrollo de las reservas probadas de gas no asociado del campo Perla perteneciente a Bloque Cardón IV, oeste de la Península de Paraguaná, a unos 60 km de la costa y frente al Centro de Refinación Paraguaná (CRP). Estas reservas alcanzan en la actualidad 8,9 MMMPC, donde se prevé un plan de producción, recolección y acondicionamiento de gas en tres fases: 300 MMPCED en 2013, mediante la perforación de 6 pozos, colocación de una plataforma HUB y un tren de tratamiento; 800 MMPCED en 2016, con la perforación adicional de 13 pozos y segundo tren de tratamiento; y finalmente 1.200 MMPCED en 2019, con la perforación de 7 pozos e instalación de un tercer tren de tratamiento de gas. A partir de esta fase se estima la colocación de trenes de compresión para mantener la presión del yacimiento, extendiendo así el plan de producción. Adicio-



nalmente se estima una producción asociada de condesando de 50° API, en niveles de 11 y 32 MBD respectivamente, según la fase de producción. Existe el compromiso de producción temprana para finales de 2012 de unos 80/100 MMPCED, con 2 o 3 MBD de condensados, por tanto la producción de la primera fase pudiera alcanzar los 400 MMPCED. El desembolso acumulado por Cardón IV en 2011 alcanzó la cantidad de 552 millones de dólares.

### Conversión profunda en la Refinería Puerto La Cruz

Tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de petróleo pesado de la FPO en la Refinería Puerto La Cruz, a través de la tecnología venezolana HDHPLUS®, aumentando así la producción de combustibles para cubrir la demanda interna y de exportación, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera. Este proyecto contempla el procesamiento de 210 MBD distribuidos en 170 MBD de petróleo Merey 16° API y 40 MBD Santa Bárbara 40° API. La inversión total estimada es de 5.163 millones de dólares y su culminación está prevista para el año 2015. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es de aproximadamente 1.279 millones de dólares.

### Conversión profunda en la Refinería El Palito

Tiene como objetivo la expansión de la Refinería El Palito de 140 MBD a 280 MBD para procesar petróleo 22° API, con la finalidad de generar productos livianos de alto valor económico, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. Igualmente persigue el procesamiento del residual para transformarlo en productos livianos con especificaciones de acuerdo con la regulación TIER II. La inversión total estimada es 3.317 millones de dólares y se estima culminarlo en 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es aproximadamente de 367 millones de dólares.

### Construcción de nuevas refinerías en la República Bolivariana de Venezuela

La Refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 100 MBD petróleo Guafita Blend (Guafita, La Victoria, Barinas) y/o petróleo extrapesado de la FPO diluido con petróleo mejorado (DECOM) para producir GLP, gasolinas regular y premium, querosén, jet A1, diesel y fuel oil, con la finalidad de



apalancar un polo de desarrollo endógeno y sustentable en los estados de influencia de la refinería: Apure, Barinas, Mérida, Portuguesa y Táchira. El proyecto será ejecutado en dos fases (2013/2015) y representa una inversión de 2.973 millones de dólares. El desembolso asociado al cierre de diciembre 2011 fue aproximadamente 122 millones de dólares.

Se está diseñando la Refinería Cabruta, al sur del estado Guárico, para procesar 221 MBD de petróleo de 8,5° API de la FPO, con una inversión total de 14.049 millones de dólares. Su propósito es producir insumos para la industria petroquímica como etileno, propileno, benceno y p-xileno, además de combustibles con especificaciones de calidad para el mercado nacional e internacional (gasolina, combustible jet y diesel). El esquema contempla tres etapas: la implantación progresiva de unidades de procesos inicialmente para mejoramiento del petróleo prevista para 2025; una segunda etapa como refinería de combustibles para el mercado local y por último, como refinería para producir insumos básicos petroquímicos. El desembolso asociado al cierre de diciembre 2011 fue aproximadamente 6 millones de dólares.

## Gasificación nacional

Tiene como objetivo gasificar las zonas pobladas de la República mediante la instalación de redes de tubería PEAD (polietileno de alta densidad) y líneas internas de acero galvanizado. Este plan contribuye de manera decisiva a aumentar la calidad de vida de la población al garantizar el suministro de este combustible. Por otra parte, con la instalación de 1.897,59 km de redes de distribución de gas metano con tuberías PEAD y 3.938,48 km de líneas internas de acero galvanizado se generan empleos y se beneficia a 150.939 familias.

Este proyecto tiene una inversión estimada de 6.049 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2011 es 408 millones de dólares. Al cierre de 2011 se logró la construcción de 133,31 km de redes de distribución y 266,88 km de líneas internas. Al cierre de 2011 se gasificaron 29.778 familias distribuidas en los siguientes lugares: Guanta (4.193); Monagas (530); Barinas (3.052); Guárico (30); Carabobo-Valencia (1.736); Anzoátegui-Anaco (916); Anzoátegui-resto (475); Miranda (3.099); Distrito Capital (1.707); Aragua (725); Lara (725) y Zulia (494).



*Principales  
actividades*



## Exploración y producción

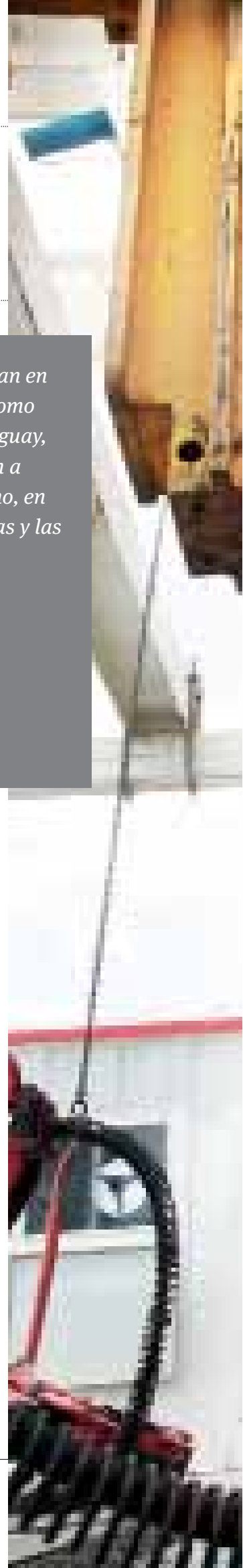
*Las actividades de exploración se realizan en territorio venezolano y en otros países como Bolivia, Argentina, Cuba, Ecuador y Uruguay, mientras que las de producción se llevan a cabo únicamente en territorio venezolano, en principio por PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y las empresas mixtas de CVP.*

## Reservas

Todas las reservas de petróleo y gas natural están situadas en el territorio venezolano, son propiedad de la República, estimadas por PDVSA y oficializadas por el Ministerio, siguiendo el *Manual de definiciones y normas de reservas de hidrocarburos* establecidas por este ente oficial. Estas normas no sólo incluyen procedimientos específicos para el cálculo de reservas, sino también lo necesario para el debido control de la información requerida por la nación. Estos procedimientos son los mismos que se utilizan a escala mundial, de manera que los valores declarados son comparables con diferentes países.

Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevaletentes. Debido a la incertidumbre inherente y al carácter limitado de los datos sobre los yacimientos, las estimaciones de las reservas están sujetas a modificaciones a través del tiempo. De acuerdo con las facilidades de producción, las reservas probadas se clasifican en: desarrolladas, representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento, por los pozos e instalaciones de producción disponibles; no desarrolladas, que son volúmenes que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no drenadas o con la culminación de pozos existentes.

Las reservas de hidrocarburos son reajustadas anualmente para considerar, entre otras variables, los volúmenes de petróleo y gas extraído, el gas inyectado y los cambios de reservas provenientes de descubrimientos de nuevos yacimientos y extensiones o revisiones de los existentes, todo lo cual genera cambios en las reservas probadas de los yacimientos. Durante 2011 la producción fue de 1.089 MMBls de petróleo (2.983 MBD), lo cual ha permitido alcanzar desde 1914 hasta el 31 de diciembre de 2011 un acumulado de







petróleo de 66.013 MMBls. La producción comercial de petróleo en la República está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia), que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure), que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental, que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre (la FPO pertenece a la cuenca Oriental), y la de Carúpano, incorporada desde 2006 y que abarca el norte del estado Sucre, Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas. La producción acumulada de petróleo desde 1914 hasta el 31 de diciembre de 2011 para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.947 MMBls; en la cuenca Barinas-Apure es de 1.428 MMBls; en la cuenca Oriental es de 21.637 MMBls; la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada.

El cuadro N.º 6 muestra las reservas probadas, probadas desarrolladas, la producción del año y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2011.

Al 31 de diciembre de 2011, el petróleo y el gas natural representaron 90% y 10%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de petróleo y gas natural sobre una base equivalente de petróleo.

El cuadro N.º 7 muestra la ubicación, el volumen de produc-

ción, año del descubrimiento, reservas probadas y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción anual para cada uno de los campos de petróleo más grandes de PDVSA, al 31 de diciembre de 2011.

### **Reservas de petróleo**

Al cierre de 2011 los niveles de las reservas probadas de petróleo se ubicaron en 297.571 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 19.651 MMBls Maracaibo-Falcón; 1.209 MMBls Barinas-Apure; 276.309 MMBls Oriental y 402 MMBls Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 258.939 MMBls de petróleo, de las cuales corresponden a petróleo pesado 3.758 MMBls y a petróleo extrapesado 255.181 MMBls. La FPO pertenece a la Cuenca Oriental de la República.

Durante el año 2011 se destaca la incorporación de 2.159 MMBls de reservas probadas, de los cuales 210 MMBls fueron por descubrimientos y 1.949 MMBls por revisiones dentro del Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR), principalmente realizadas en la FPO. En 2010 se destaca la incorporación de 86.411 MMBls, en 2009 el incremento fue de 39.949 MMBls; en 2008 de 74.143 MMBls; en 2007 de 13.198 MMBls y en 2006 de 8.504 MMBls.

En cuanto a la tasa de reemplazo de reservas de petróleo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido, tenemos que en los años 2011, 2010, 2009, 2008, 2007 y 2006, fue de 198%, 7,972%, 3,622%, 6,194%, 1,154% y 713% respectivamente.



# 1.089 MMBls de petróleo producidos en 2011

Principales actividades

3<sup>65</sup>

**CUADRO 6** Reservas y producción de la República Bolivariana de Venezuela

Cuenca	Probadas <sup>1</sup> (MMBLS AL 31/12/2011)	Probadas desarrolladas (MMBLS AL 31/12/2011)	2011 producción <sup>5</sup> (MBD)	Relación reservas probadas/producción (años)
<b>Petróleo</b>				
Maracaibo-Falcón	19.651	4.866	802	67
Barinas-Apure	1.209	264	55	60
Oriental <sup>2</sup>	276.309	8.522	2.128	356
Carúpano	402	-	-	-
<b>Total petróleo</b>	<b>297.571</b>	<b>13.652</b>	<b>2.985</b>	<b>273</b>
<b>Gas natural en MMBpe<sup>3</sup></b>				
Maracaibo-Falcón	7.497	1.445	136	151
Barinas-Apure	64	26	6	29
Oriental <sup>4</sup>	23.621	4.946	589	110
Carúpano	2.479	-	-	-
<b>Total gas natural en MMBpe</b>	<b>33.661</b>	<b>6.417</b>	<b>731</b>	<b>126</b>
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>				
	<b>331.232</b>	<b>20.069</b>	<b>3.716</b>	<b>244</b>

<sup>1</sup> Desarrolladas y no desarrolladas. / <sup>2</sup> Incluye petróleo extrapesado: reservas probadas de 257.384 MMBLS, reservas probadas desarrolladas por 4.345 MMBLS, producción de 859 MBD y relación reservas probadas/producción de 821 años. / <sup>3</sup> Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural inyectado). El factor de conversión es de 5,8 mpc/Bls. / <sup>4</sup> Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 6.391 MMBPE al 31 de diciembre de 2011. / <sup>5</sup> No incluye 6 MBD de condensado de planta.

**CUADRO 7** Reservas probadas y producción de los principales campos, para el año terminado el 31 de diciembre de 2011

Nombre del campo	Ubicación (nombre del estado)	Producción 2011 (MBD)	Año del descubrimiento	Reservas probadas (MMBLS)	Relación de reservas probadas/producción (años)
Zuata Principal	Anzoátegui	246	1985	53.660	597
Machete	Guárico	-	1955	42.471	-
Iguana Zuata	Anzoátegui	-	1981	33.965	-
Cerro Negro	Anzoátegui	119	1979	32.298	743
Cerro Negro	Monagas	229	1979	22.999	275
Zuata Norte	Anzoátegui	39	1981	9.407	658
Makiritare	Anzoátegui	-	1979	7.550	-
Lache	Anzoátegui	-	1979	6.719	-
Mamo	Anzoátegui	-	1980	6.611	-
Río Negrino	Anzoátegui	-	1979	6.232	-
Huyapari	Anzoátegui	156	1979	4.254	75
Tía Juana Lago	Zulia	92	1925	3.188	95
Guahibo	Anzoátegui	-	1979	2.772	-
Bare	Anzoátegui	103	1950	1.932	52
Mulata	Monagas	237	1941	1.721	20
Bloque VII: Ceuta	Zulia	104	1956	1.590	42
Bachaquero Lago	Zulia	55	1930	1.581	79
Farante	Anzoátegui	-	1980	1.588	-
Kuripaco	Anzoátegui	-	1980	1.488	-
Dobokubi	Anzoátegui	16	1981	1.416	242
Boscán	Zulia	103	1945	1.306	35
El Furrial	Monagas	397	1986	1.184	8
Mamo	Monagas	-	1980	1.173	-



Estas variaciones son resultado, en algunos casos, de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y del uso de tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo. En 2011 el incremento se generó en su mayor parte por la revisión de las reservas probadas de petróleo asociado en los yacimientos pertenecientes a las áreas tradicionales y Costa Afuera (1.211 MMBls).

De acuerdo con los niveles de producción de 2011, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las de pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 273 años aproximadamente, para lo cual se está ejecutando el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, que prevé el desarrollo de las reservas de una forma adecuada y sustentable. Este tiempo de agotamiento se elevará a 285 años cuando se concluya la certificación de reservas del POMR, que hasta ahora cuenta con un avance de 98% en la incorporación de reservas de petróleo; es decir, 257 MMBls de los 261 MMBls 2011.

### **Reservas de gas natural**

La República cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 195.234 MMMPCN (33.661 MMBPE) al 31 de diciembre de 2011, de los cuales 37.065 MMMPCN están asociados a la FPO, razón por la cual se confirma que las arenas de la FPO no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural, 35.082 MMMPCN están asociadas a petróleo

extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Las reservas de gas natural de PDVSA son, en su mayoría, de gas asociado que se produce conjuntamente con el petróleo y una alta proporción de estas reservas probadas son desarrolladas.

Durante el año 2011 se inyectaron 1.041 MMMPCN con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 41% del gas natural que se produjo. Por otra parte, las reservas de gas por cuenca se distribuyen de la siguiente manera: 7.497 MMBpe Maracaibo-Falcón; 64 MMBpe Barinas-Apure; 23.621 MMBpe Oriental y 2.479 MMBpe Carúpano. En 2011 se incorporaron 282 MMBpe, de los cuales 11 fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 271 por revisión de existentes.

El cuadro N.º 8 muestra las reservas probadas de petróleo y de gas natural que incluyen las reservas remanentes totales probadas y probadas desarrolladas.

### **Nuevos descubrimientos de hidrocarburos**

En 2011 se destaca la incorporación por descubrimiento de 7 nuevos yacimientos, como resultado de la revisión de reservas efectuadas en el Campo Guanoco de la Cuenca Carúpano, los cuales equivalen a 196,8 MMBL de petróleo. Además de la incorporación de 13,3 MMBL de petróleo correspondiente al Área de Occidente (Campos Bloque III: Bachaquero, Bloque III: Centro del Distrito Lago Sur y Campo Machiques del Distrito Petroperijá).

**CUADRO 8** Reservas probadas de la República Bolivariana de Venezuela expresadas en millones de barriles (MMBLs)

	2011	2010	2009	2008	2007
<i>Reservas probadas</i>					
Condensado	2.647	1.977	1.844	1.788	1.826
Liviano	10.157	10.229	10.390	9.867	9.981
Mediano	9.650	10.437	10.822	11.333	11.939
Pesado	17.733	17.630	17.852	17.724	17.458
Extrapesado <sup>1</sup>	257.384	256.228	170.265	131.611	58.173
<b>Total petróleo</b>	<b>297.571</b>	<b>296.501</b>	<b>211.173</b>	<b>172.323</b>	<b>99.377</b>
<i>Relación de reservas/ producción (años)</i>					
	273	274	192	144	87
Gas natural (MMMPCN)	195.234	195.096	178.877	176.015	170.920
Gas natural (MMBpe)	33.661	33.637	30.841	30.347	29.469
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>331.232</b>	<b>330.138</b>	<b>242.014</b>	<b>202.670</b>	<b>128.846</b>
<i>Reservas probadas desarrolladas</i>					
Condensado	674	400	399	346	381
Liviano	1932	2.099	2.209	2.221	2.404
Mediano	2237	2.474	2.875	3.431	3.747
Pesado	4464	4.666	4.822	4.631	5.024
Extrapesado	4345	4.609	4.749	5.669	3.981
<b>Total Petróleo</b>	<b>13.652</b>	<b>14.248</b>	<b>15.054</b>	<b>16.298</b>	<b>15.537</b>
Gas natural (MMMPCN)	37.217	36.283	36.682	38.682	105.154
Gas natural (MMBpe)	6.417	6.256	6.324	6.669	18.130
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>20.069</b>	<b>20.504</b>	<b>21.378</b>	<b>22.967</b>	<b>33.667</b>
<i>Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas</i>					
<b>Petróleo</b>	<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>7%</b>	<b>9%</b>	<b>16%</b>
<b>Gas natural</b>	<b>19%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>	<b>22%</b>	<b>62%</b>

<sup>1</sup> Las reservas probadas de petróleo extrapesado situadas en la fpo tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2011 en 255.181 MMBls, aproximadamente





## Exploración

La actividad exploratoria durante el año 2011 fue realizada de conformidad con los lineamientos estratégicos enmarcados en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013 y las directrices de PDVSA establecidas en el Plan Siembra Petrolera, específicamente en el cuarto eje, referido al crecimiento de áreas tradicionales.

Como resultado de la gestión llevada a cabo por exploración durante el año 2011, se logró incorporar un volumen de reservas probadas de 239,98 MMBls. de petróleo y 39,91 MMMPC de gas, asociadas a reservas por extensión con la perforación del pozo FRA-8 y revisión del modelo geológico de los pozos GNC-2 y GNC-3, estas últimas en el marco de la certificación de reservas del área de Guanaco. El cuadro N.º 9 muestra el detalle por área.

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios durante 2011 estuvo concentrada en la revisión, identificación y maduración de nuevas oportunidades para incorporar y actualizar la base de recursos de exploración, además de proponer levantamientos sísmicos y localizaciones exploratorias que permitan soportar el plan a corto y mediano plazo, con el fin de proveer los volúmenes de hidrocarburos requeridos.

Durante el periodo enero-diciembre de 2011 se ejecutaron un total de 25 proyectos de estudios exploratorios (20 nacionales y 5 internacionales), con el objetivo de investigar un volumen de expectativas estimadas en 26.554 MMBls de petróleo y 44.080

MMMPC de gas para los proyectos nacionales y 4.097 MMBls de petróleo y 26.666 MMMPC de gas para los proyectos internacionales. Los proyectos nacionales se encuentran ubicados en las áreas de Oriente, Occidente y la FPO a nivel internacional en la República de Bolivia (Proyectos bloques Sub Andino Norte y Sub Andino Sur), Cuba y Ecuador, países con los que se han firmado convenios de cooperación. Al cierre del periodo finalizaron 3 proyectos nacionales: Norte de Paria (Costa Afuera), Mantecal (Boyacá) y Evaluación del Potencial Gasífero en Lutitas de las Cuencas Oriental y Barinas-Apure. Entre los resultados más resaltantes obtenidos con los proyectos de estudios exploratorios nacionales se tiene:

- Incorporación por extensión, descubrimiento y revisión del modelo geológico del área de Guanaco con un volumen de reservas probadas + probables de 466,62 MMBls de petróleo y 76,06 MMMPC de gas.
- Sometimiento al Ministerio de 1,35 MMBls de petróleo, producto de la culminación exitosa del pozo ssw-64X a nivel del intervalo de la Formación Escandalosa (miembro P).
- Generación de 3 prospectos en el área de Mantecal, con un volumen de expectativas estimadas en el orden de los 413 MMBls de petróleo y 33 MMMPC de gas, definición de 3 pozos exploratorios y 5 pozos delineadores. Estos últimos contribuirán a apalancar el potencial de producción y el desarrollo de nueva infraestructura en esta área, como resultado de la culminación del Proyecto Mantecal (Boyacá).

**CUADRO 9** Esfuerzo de exploración (reservas probadas+probables)

Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (probadas+probables)	
			MMBls	MMMPCG	MMBls	MMMPCG	MMBls	MMMPCG
Occidente	FRA-DL-2	FRA-08	43,15	6,49	–	–	43,15	6,49
Oriente	Localización-A Localización-F	GNC-2/GNC-3	196,83	33,42	226,64	36,15	423,47	69,58
<b>Total</b>			<b>239,98</b>	<b>39,91</b>	<b>226,64</b>	<b>36,15</b>	<b>466,62</b>	<b>76,06</b>





- Ubicación de 6 localizaciones sobre oportunidades identificadas en las áreas de Patao, Mejillones y Dragón, producto de los resultados del proyecto de estudio Norte de Paria (Costa Afuera).
- Identificación de considerables recursos de hidrocarburos por descubrir en la Cuenca Oriental (bloques Bergantín y Caripe), Formación Querecual y Barinas-Apure (Miembro La Morita de la Formación Navay) respectivamente, producto de la culminación del Proyecto Evaluación del Potencial Gasífero en Lutitas, Cuencas Oriental y Barinas-Apure.
- Visualización de dos nuevas oportunidades exploratorias tipo *Lead*: Nula-Sarare, al oeste del pozo Cutufito-1X(COT-1X) y Pedernales al noroeste de los pozos La Ceiba-1X (LCB-1X), resultado de la reinterpretación de los datos del subsuelo y la incorporación de nuevos datos de geología de superficie en el área de Rubio-Sarare La Cuchilla.

En cuanto a la actividad operacional de geofísica, en 2011 se adquirieron 1.697 km<sup>2</sup> de sísmica 3D con el proyecto Barracuda 10G 3D en el área de Costa Afuera. Para el proyecto de Adquisición Sísmica Barinas Este 07G 3D se iniciaron las actividades de movilización y construcción del campamento. Al cierre del periodo se avanza en las actividades de las fases de topografía, perforación y adquisición de métodos potenciales, para luego iniciar la grabación de datos durante el primer trimestre de 2012. Los proyectos Mantecal Oeste 2D (726 km) y Oro Negro 07G 3D (761 km<sup>2</sup>) alcanzaron el 100% de ejecución, con la finalización del procesamiento de los datos. La fase de procesamiento de los 2.771 km<sup>2</sup> de líneas sísmicas adquiridas para el proyecto Dragón Norte 08G 3D se inició durante el primer trimestre del año 2011. Durante el mes de mayo se recibió el oficio del Ministerio, en el cual se hace entrega a la Gerencia General de Exploración de los productos finales de la Adquisición Sísmica Róbalo 10L 3D (465 km<sup>2</sup>), para la revisión de la calidad del dato, procesamiento e interpretación de la información. Al cierre del periodo se ejecutan las actividades de edición y geometría de los registros de campo recibidos.

La Actividad Operacional de Perforación exploratoria durante este periodo, estuvo enfocada en la perforación de 6 pozos: TRV-6X, FUC-68 (Oriente), FRA-8 (Occidente), ssw-64X, GN-1X y SMW-31X (Boyacá). El balance al cierre del periodo es de 3 pozos en perforación, uno bajo evaluación y 2 pozos completados (FRA-8 y ssw-64X). El primero de ellos fue completado con resultados exitosos en los intervalos correspondientes a la Formación Misoa, arenas B<sub>4</sub> y B-1 y el segundo en la Formación Escandalosa, específicamente en el miembro P. El cuadro N.º 10 detalla esta información.



**CUADRO 10** Actividad de perforación (número de pozos)

Actividad de perforación	2011	2010	2009	2008	2007
Pozos completados	2	1	3	2	5
Pozos suspendidos	–	–	1	–	1
Pozos bajo evaluación	1	–	–	1	–
Pozos en progreso	3	1	–	2	3
Pozos secos o abandonados	–	2	1	–	2
<b>Total pozos exploratorios</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>11</b>
<b>Pozos de arrastre</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>7</b>
<b>Pozos de desarrollo perforados<sup>1</sup></b>	<b>402</b>	<b>368</b>	<b>495</b>	<b>604</b>	<b>566</b>

<sup>1</sup> Los pozos perforados se encuentran discriminados de la siguiente manera para el año 2011: 373 de PDVSA Petróleo y 29 pozos de PDVSA Gas; esto no incluye 92 pozos de las empresas mixtas Liviano-Mediano y 201 pozos de las empresas mixtas de la FPO, para un total 695 pozos.





## Producción

Al cierre del año 2011 el potencial de producción de petróleo en el ámbito nacional alcanzó un total de 3.407 MBD, de los cuales 2.387 MBD corresponden a gestión directa (945 MBD en Oriente, 800 MBD en Occidente, 585 MBD en la FPO y 57 MBD en PDVSA Gas), 458 MBD corresponden a empresas mixtas Liviano-Mediano y 562 MBD a las empresas mixtas de la FPO. El cuadro N.º 11 detalla esta información.

La producción fiscalizada promedio de petróleo atribuible a PDVSA en 2011 fue de 2.991 MBD, la cual se distribuye de la siguiente manera: gestión directa 2.080 MBD (883 MBD en Oriente, 575 MBD en Occidente; 55 MBD en Centro Sur; 536 MBD en la FPO y 31 MBD en PDVSA Gas), empresas mixtas Liviano-Mediano 405 MBD y empresas mixtas de la FPO 506 MBD. Durante 2011 el costo promedio de producción de petróleo fue de 7,53 US\$/Bpe.

En promedio, en 2011 la producción de gas natural nación fue de 7.125 MMPCD, de los cuales 2.884 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 4.241 MMPCD.

El cuadro N.º 12 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 periodo especificado.

A partir del 1 de abril de 2011, los negocios de EyP y CVP se fusionaron para crear 3 direcciones ejecutivas: Oriente, Occidente y Faja del Orinoco, en cada una de las cuales se unificaron los esfuerzos de la Gestión Directa y las Empresas mixtas. En lo que respecta a los logros operacionales del negocio de producción por cada Dirección Ejecutiva durante el año 2011 se indican los siguientes:

### Dirección Ejecutiva Oriente

Se construyeron un total de 41,9 km de líneas nuevas de producción correspondientes a 9 pozos nuevos y se reemplazaron 23,3 km de tubería asociadas a las líneas de producción de 6 pozos existentes, todos en el distrito Punta de Mata, garantizando de esta manera la continuidad operacional. Se realizó el traslado a través del río Orinoco de la primera Plataforma Central de Producción (CPF) construida en el país, desde El Patio Alianza Deltana, ubicado en el sector Matanzas de la Ciudad de Puerto Ordaz, hasta llegar a su destino final en el Campo Corocoro, Golfo de Paria; éste ha sido el proceso de remolque de la estructura más grande en la historia del transporte en el río Orinoco (7.800 TM), lo que implica la transferencia tecnológica en la construcción, fabricación, operación y mantenimiento de las instalaciones de producción Costa Afuera. Esta plataforma posee una capacidad de producción de petróleo de 70 MBD, 120 MBD de inyección de agua y manejo de más de 40 MMPCGD. En el área



de mantenimiento operacional se realizó con esfuerzo propio el mantenimiento mayor del sistema de vibración de la unidad T-02 en la Planta Compresora Tejero y de la Unidad T-05 en la Planta Compresora Amana del Distrito Punta de Mata, restituyendo los instrumentos de medición y control de las unidades turbocompresoras para su puesta en servicio, para garantizar así el manejo de 115 MMPCGD. Asimismo se llevó a cabo la calibración y el ajuste de 6 analizadores de corte de agua instalados en oleoductos de entrada y salida del Centro de Almacenamiento y Transporte de Petróleo Jusepín (CATCJ), con la finalidad de asegurar la calidad de las mediciones del petróleo proveniente del área Furrial Este y del Campo Jusepín del Distrito Furrial.

### Dirección Ejecutiva Occidente

Se reemplazaron 287,5 km de líneas de flujo y gas con tubería flexible para disminuir la cesta de pozos inactivos categoría 2 (274 pozos) en el lago de Maracaibo; asimismo se reemplazaron 4,7 km de oleoductos de 10", 16", y 24", así como también tendido de 3,8 km de línea de 8" en la División Lago. Se sustituyó el cable de alimentación eléctrica en 56 pozos con bombas electrosumergibles, bombas de capacidad progresiva y equipos de bombeo





**CUADRO 11** Producción fiscalizada de petróleo a nivel nacional, para los años terminados al 31 de diciembre (miles de barriles por día)

<b>Producción de petróleo<sup>1</sup></b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Gestión directa <sup>2</sup>	2.080	2.130	2.269	2.382	2.292
Empresas mixtas liviano-mediano <sup>3</sup>	405	373	349	378	316
Empresas mixtas de la FPO <sup>4</sup>	506	472	394	446	–
Petróleo extrapesado (menos de 8 °API) <sup>5</sup>	–	–	–	–	29
Participación de PDVSA en las asociaciones de la FPO <sup>4</sup>	–	–	–	29	267
<b>Total producción propia de PDVSA</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>
Participación de terceros en las asociaciones de la FPO	–	–	–	25	246
<b>Producción Nación</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.260</b>	<b>3.150</b>

<sup>1</sup> Según lo establecido en el Comité de Volumetría de PDVSA, en el año 2008 se creó una nueva estructura para el reporte de la producción de petróleo bajo el siguiente esquema: gestión directa, empresas mixtas liviano-mediano y empresas mixtas de la FPO. / <sup>2</sup> Incluye petróleo condensado de planta. / <sup>3</sup> A partir del 1 de abril de 2006, se produjo la migración de los convenios operativos al esquema de empresas mixtas. / <sup>4</sup> En la Gaceta Oficial N.º 38.801, del 1 de noviembre de 2007, la Asamblea Nacional aprobó la creación de las empresas mixtas de la FPO: Petropiar, S.A. inició operaciones el 18 de enero de 2008, Petrocedefío, S.A. el 9 de febrero de 2008 y Petromonagas, S.A. el 6 de marzo de 2008, luego de la publicación de los Decretos de Transferencia N.º 38.846, 38.847 y 38.884, respectivamente. / <sup>5</sup> Orientada a la producción de Orimulsión<sup>®</sup> dejó de producirse en el año 2007.



mecánico, por cables con aleación de aluminio y hierro de poco valor comercial, obteniendo excelentes resultados en la Unidad de Producción Rosa Mediano de la División Lago. Por otra parte, se llevó a cabo la evaluación de la técnica de presurización del casing (MAXSIPROD) en 20 pozos con alta producción de agua en los sectores norte y sur del distrito Lagunillas Tierra, como una alternativa mecánica de control de agua. Se logró un avance del 77% en la construcción de la Planta de Producción de Petróleo Disperso Atomizable (CRUDA) en el campo Lagunillas con capacidad de 25 MBD, utilizando para ello los trenes existentes en la planta Sinovensa del Complejo José Antonio Anzoátegui. Se recuperó el sistema de protección catódica en Estaciones de Flujo, Múltiples de Gas Lift, Plantas de Gas y Múltiples de Producción de la División Lago.

### **Dirección Ejecutiva Faja del Orinoco**

Se culminó el diseño, instalación y puesta en marcha del sistema de levantamiento artificial mediante bombeo electrosumergible para petróleo extrapesados VIPER en el pozo ELS-41, produciendo de esta manera un promedio de 1,05 MBD de un petróleo de 10,6°API en la empresa mixta Petrodelta. Se realizó la estimulación matricial no reactiva con surfactante tipo INTESURF en 34 pozos de las unidades de producción pesado y extrapesado del Distrito San Tomé, mejorando la movilidad del petróleo y obteniendo 2,33 MBD con un ganancial promedio de 0,069 MBD por pozo. Se llevó a cabo el tendido de oleoducto (20") de 61 km de longitud entre la Estación de Descarga Budare-02 (BUED-2) y Patio de Tanque Oficina (PTO), con lo cual se garantiza la transferencia de petróleo proveniente del campo San Cristóbal de la empresa mixta Indovenezolana. En el área de mantenimiento operacional se realizó en forma exitosa la parada de planta en las áreas de Morichal (Planta de Deshidratación Desalación, Estación de Flujo) y Jose (Planta de Mezcla) de la empresa mixta Petrolera Sinovensa, con una duración de 29 y 30 días respectivamente (45 días plan ambas paradas), las cuales fueron realizadas en paralelo, incrementando así los índices de confiabilidad y disponibilidad de los equipos mayores. Se puso en operación la Unidad de Hidroprocesos (Hidrotratamiento de Nafta y Destilados) y se inició la producción de 60 MBD Zuata Sweet, mejorando la calidad del petróleo comercial, abriendo ventanas a nuevos clientes y aumentando el valor agregado del producto. Por otra parte, se culminó la instalación del nuevo sistema de generación eléctrica de 44 MW en el área de Morichal, con la cual se garantizó a las empresas mixtas Petromonagas y Petrolera Sinovensa la continuidad operacional, con la consiguiente independencia en el consumo eléctrico.



**CUADRO 12** Producción de PDVSA, precio de venta y costo de producción promedio, en el año terminado al 31 de diciembre (en miles de barriles por día, a menos que se indique lo contrario)

<i>Producción de petróleo (MBD)</i>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Condensado	104	96	103	141	133
Liviano	511	577	578	579	589
Mediano	917	863	941	911	911
Pesado+extrapesado	1.459	1.439	1.390	1.604	1.271
<b>Total petróleo</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>
Líquidos del gas natural	138	147	158	162	172
<b>Total petróleo y LGN</b>	<b>3.129</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>	<b>3.397</b>	<b>3.076</b>
<i>Gas natural (MMPCD)</i>					
Producción bruta <sup>1</sup>	7.125	6.961	6.990	6.904	6.958
Menos: reinyectado	2.884	2.958	2.800	3.081	2.903
Gas natural neto (MMPCD)	4.241	4.003	4.190	3.823	4.055
Gas natural neto (MBDPE)	731	690	722	659	699
<b>Total hidrocarburos en Bpe</b>	<b>3.860</b>	<b>3.812</b>	<b>3.892</b>	<b>4.056</b>	<b>3.775</b>
<i>Producción de petróleo de PDVSA por cuenca</i>					
Maracaibo-Falcón	806	832	943	1.084	1.130
Barinas-Apure	55	61	71	81	82
Oriental	2.130	2.082	1.998	2.070	1.692
<b>Total petróleo</b>	<b>2.991</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>
<i>Producción de gas natural por cuenca (MMPCD)</i>					
Maracaibo-Falcón	787	849	931	945	1.067
Barinas-Apure	35	40	4	46	59
Oriental	6.303	6.072	6.055	5.913	5.832
<b>Total gas</b>	<b>7.125</b>	<b>6.961</b>	<b>6.990</b>	<b>6.904</b>	<b>6.958</b>
Precio cesta exportación (\$/Bl) <sup>2</sup>	100,11	72,18	57,01	86,49	64,74
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	0,88	0,65	1,13	1,63	0,77
<i>Costos de producción (\$/Bpe)<sup>3</sup></i>					
Incluye empresas mixtas	7,53	5,53	6,33	7,10	4,93
Excluye empresas mixtas	7,23	5,23	5,64	5,84	4,88

<sup>1</sup> Incluye Licencias: Quiriquire Gas, Guárico Gas e Ypergas. / <sup>2</sup> Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas de PDVSA. / <sup>3</sup> 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 (excluye la depreciación y el agotamiento), entre los volúmenes totales de la producción de petróleo, de gas natural y el líquido del gas natural.







## En 2011 la producción de las empresas mixtas alcanzó un promedio de 911 MBD

### Asociaciones con terceros

La filial CVP ha sido sin duda ejemplo protagónico en la redefinición de la industria petrolera venezolana, por ser partícipe en diferentes hechos que han marcado un hito en el acontecer nacional y han traído consigo la recuperación de la soberanía petrolera mediante la administración y el control de los negocios derivados del proceso de migración de los Convenios operativos de la primera, segunda y tercera ronda, así como también de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y los Convenios de Asociación Estratégica de la Faja Petrolífera del Orinoco a Empresas mixtas.

Asimismo, se ha consolidado en sus funciones mediante la ejecución de proyectos de gran magnitud; tal es el caso del Proyecto Orinoco Magna Reserva mediante el cual Venezuela se convierte en el primer país con mayor cantidad de reservas de petróleo. Adicionalmente ha concretado nuevos negocios en la FPO y en campos maduros con diversas empresas energéticas a nivel mundial bajo el esquema de empresas mixtas, con la finalidad ejecutar proyectos de producción, mejoramiento y refinación, todo esto articulado con la realización de diversos planes sociales y endógenos a lo largo y ancho del país, cumpliendo de esta manera con los lineamientos del Estado y en correspondencia con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación para el bienestar del colectivo. Fruto de ello ha logrado la constitución de 40 empresas mixtas con mayoría accionaria por parte de PDVSA, las cuales tienen como función principal el desarrollo de actividades primarias de exploración, extracción, transporte, almacenamiento inicial y mejoramiento.

En 2011 la producción de las empresas mixtas alcanza un promedio anual de 911 MBD segregado de la siguiente manera: 364 MBD corresponden en su mayoría a las empresas mixtas liviano-mediano, resultantes de la migración de los convenios operativos; 506 MBD a las empresas mixtas de la FPO y 41 MBD a las empresas mixtas Costa Afuera, creadas en el proceso de migración de las Asociaciones de la FPO y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Con estos hechos, PDVSA a través de su filial CVP, se ratifica como ente para el apalancamiento económico, social y endógeno del país y garantiza su disposición de continuar trabajando con capital nacional y extranjero en línea con la visión multipolar y geopolítica de convertir a Venezuela en una potencia energética mundial.

### Migración de los convenios operativos a empresas mixtas

Como resultado de la apertura petrolera se dio paso a una serie de negocios entre el Estado y transnacionales para la ejecución de actividades petroleras, bajo la figura de convenios operativos,

con la finalidad de reactivar y operar 32 campos petroleros por un lapso de 20 años, distribuidos entre el Occidente y Oriente del país. La primera, segunda y tercera ronda de estos convenios fueron firmados por PDVSA en los años 1992, 1993, 1997 bajo condiciones que resultaban costosas tanto para la Corporación como para la nación, ya que se debían pagar honorarios de operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores de esos convenios; adicionalmente, en algunos casos, las ganancias obtenidas por las operadoras superaban los ingresos obtenidos por PDVSA por la venta del petróleo.

En este sentido, y en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, el 12 de abril de 2005 el Ministerio emitió instrucciones 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, se evaluarán los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un periodo no mayor a un año y se conformaran nuevas empresas mixtas.

Los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas fueron aprobados por la Asamblea Nacional y publicados en Gaceta Oficial N.º 38.410 del 31 de marzo de 2006, al igual que el Modelo de Contrato para la Conversión a Empresa Mixta que se suscribiría con las entidades privadas que lo decidieran, según la Gaceta Oficial N.º 38.430. En esa misma fecha se firmaron con las operadoras los respectivos Memorandos de Entendimientos para la migración de los convenios operativos a empresas mixtas, excepto las operadoras de los convenios operativos que voluntariamente no quisieron hacerlo.

Dichas empresas operaron en un periodo de transición comprendido entre el 1 de abril de 2006 y la fecha en que fueron formalmente constituidas, por lo que los términos contractuales se aplicaron en forma retroactiva desde el 1 de abril de 2006. En total fueron constituidas legalmente 21 empresas mixtas, que habían obtenido los respectivos derechos oficiales para desarrollar las actividades primarias, según lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos, por un periodo de 20 años, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial de dicho decreto. De no haber una prórroga al finalizar este lapso, todos los activos pasarán a ser propiedad del Estado. El cuadro N.º 13 da cuenta de esta información.

### Disminución en los costos reales de PDVSA durante los años 2006 a 2011

Debido al cambio de esquema de negocio de convenios operativos a empresas mixtas, durante los últimos seis años PDVSA ha obtenido un ahorro por el orden de los 8.687 millones de dólares. Por su parte, los pagos que hubieran requerido dichos convenios para el mismo periodo se estimaron en 22.349 millones de



**CUADRO 13** Comparación de los resultados de los convenios operativos vs. empresas mixtas

<b>Convenios operativos</b>	<b>Empresas mixtas</b>
Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional.	Fueron analizadas y discutidas en la Asamblea Nacional, Institución que les dió el visto bueno antes de entrar en vigencia.
Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización.	Se fundamentan en el Artículo 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que establecen la propiedad del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos, y permiten la participación de terceros en empresas mixtas, en las que el Estado mantenga una participación mayor a 50%.
Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y, el pueblo venezolano.	Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.
Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía.	Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa. Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.
Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional.	Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.
Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero.	Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.
No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional. En los Convenios de 1ra. y 2da. Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP.	La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del MENPET.
Significaron la privatización de 500.000 barriles diarios de petróleo.	Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.



dólares aproximadamente, mientras que las empresas mixtas totalizaron 13.662 millones de dólares en ese mismo rubro, tal como se refleja el cuadro N.º 14.

### **Participación fiscal de las empresas mixtas provenientes de los convenios operativos**

Nuevamente se evidencian los beneficios que en materia impositiva ha recibido el Estado con el pleno control de las actividades primarias en el sector petrolero. Al realizar la simulación de la operación en los campos petroleros bajo la figura de convenios operativos y compararla con las empresas mixtas, se observa que los ingresos adicionales desde el año 2006 hasta el cierre de 2011 se encuentran alrededor de los 13.241 millones de dólares, tal como se refleja el cuadro N.º 15.

Los rubros que reflejan mayor variación en materia fiscal entre 2011 con respecto a 2010 son el ISLR y el rubro de Otros impuestos, específicamente en la Contribución Especial a los Precios Extraordinarios y Exorbitantes del Mercado Internacional de Hidrocarburos (CEPEYEMIH).

Con fecha 18 de abril de 2011 fue publicado en la Gaceta Oficial N.º 6.002 Extraordinario el Decreto Presidencial N.º 8.163, mediante el cual se dicta el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley que Crea Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos, que deroga la Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.910 del 15 de abril de 2008 y las disposiciones de la Ley del Banco Central de Venezuela que regulan el Aporte de Petróleos de Venezuela al Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden), mediante la cual se establece una contribución especial pagadera mensualmente por quienes exporten al exterior hidrocarburos líquidos y productos derivados. Cuando los precios extraordinarios sean mayores al establecido en la Ley de Presupuesto Nacional del respectivo ejercicio fiscal, pero igual o inferior a \$70 por barril, se aplicará una alícuota equivalente al 20% del monto total de la diferencia entre ambos precios. Del mismo modo se crea la alícuota por precios exorbitantes, la cual se determinará de acuerdo a los siguientes tramos:

- Cuando los precios exorbitantes sean mayores a 70 \$/Bl, pero inferiores a 90 \$/Bl, se aplicará una alícuota equivalente al 80% del monto total de la diferencia entre ambos precios.
- Cuando los precios exorbitantes sean mayores o iguales a 90 \$/Bl, pero inferiores a 100 \$/Bl, se aplicará una alícuota equivalente al 90% del monto total de la diferencia entre ambos precios.
- Cuando los precios exorbitantes sean iguales o mayores a 100 \$/Bl, se aplicará una alícuota equivalente al 95% del monto total de la diferencia entre ambos precios.

Debido a estos cambios, el aporte de la Corporación por ese concepto fue de 6.503 millones de dólares, que sumado a la contribución de acuerdo a la ley anterior (890 MMUS\$) arroja un aporte total por 7.393 MMUS\$

Adicional a los beneficios obtenidos tanto en materia de costos como fiscal, las empresas mixtas productoras de crudo liviano y mediano han logrado lo siguiente:

- Avance de 45% del Proyecto de construcción de la Planta de Extracción de Líquidos en el Campo Kaki (PELK) de la empresa mixta Petrolera Kaki, S.A., que permitirá la obtención de 3,5 MBD de líquidos del gas natural producido en el campo.
- Petrodelta, S.A. incrementó la capacidad de manejo de petróleo en el campo El Salto con la construcción de 2,8 km de línea troncal de transferencia y líneas de flujo de pozos, logrando la transferencia de 6 MBD de producción de petróleo. Asimismo realizó el tendido de 6 km de oleoducto, con lo cual se garantiza la transferencia de 10 MBD de petróleo proveniente del campo Temblador de la empresa mixta.
- La empresa mixta Petroritupano, S.A. incorporó 8 pozos de desarrollo, con una producción asociada de 3 MBD barriles diarios; adicionalmente incluyó 3 pozos por actividad de RA/RC, con una producción asociada de 1 MBD.
- Petroregional del Lago, S.A. culminó la construcción de la plataforma de concreto del múltiple de distribución de gas para levantamiento M-730, con el objeto de suministrar gas a 5 pozos que actualmente producen bajo flujo natural. También se logró adicionar 5 MBD en la producción en el área del Lago de Maracaibo y se construyó el Oleoducto San José-San Julián.
- Petrowayuu, S.A. logró la incorporación de 33.580 Bls por la culminación oficial de 2 pozos del yacimiento cretácico del campo y 401.500 Bls por trabajos de RA/RC.
- Petroboscán, S.A. incrementó en 7 MBD la producción respecto al año 2010, por la perforación de 14 pozos productores y realización trabajos mayores.

### **Participación de las empresas mixtas provenientes de los convenios operativos en el desarrollo social**

Uno de los aportes más significativos suscitados de la conversión de los antiguos convenios operativos a empresas mixtas ha sido la política de inversión social basada en la retribución de la riqueza proveniente de los hidrocarburos y dirigida a la ejecución de programas sociales y de desarrollo endógeno, así como también para el apalancamiento de las EPS y NUDES, que permitan elevar la calidad de vida de las poblaciones cercanas a nuestras áreas de influencia. En este sentido, las empresas mixtas están sujetas al pago de impuesto por ventajas especiales determinadas con base en: a) una participación como regalía adicio-



**CUADRO 14** Disminución en los costos reales de PDVSA durante los años 2006-2011

Costo MMUS\$	2011	2010	2009	2008	2007	2006	Total
Convenios (simulados)	4.557	3.030	2.813	4.099	3.718	4.132	22.349
Empresas mixtas	2.150	1.905	1.925	2.553	2.507	2.623	13.662
Variación absoluta (ahorro)	2.408	1.125	888	1.546	1.211	1.509	8.687
Variación %	53%	37%	32%	38%	33%	37%	39%

**CUADRO 15** Participación fiscal de las empresas mixtas provenientes de los convenios operativos

Concepto/MMUS\$	2011	2010	2009	2008	2007	2006	Total
Regalía	788	953	502	398	104	(121)	2.624
ISRL y Timbre fiscal	1.193	2.340	492	396	330	478	5.229
Impuesto municipal	20	33	24	103	178		358
Aportes sociales	192	166	120	99	48		625
Otros impuestos	2.400	307	328	1.273	97		4.405
<b>Efecto total nación</b>	<b>4.593</b>	<b>3.799</b>	<b>1.466</b>	<b>2.269</b>	<b>757</b>	<b>357</b>	<b>13.241</b>





nal de 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas y entregados a PDVSA y, b) un monto equivalente a la diferencia, si la hubiere, entre (I) 50% del valor de los hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas y entregados a PDVSA durante cada año calendario y (II) la suma de los pagos efectuados a la República, con respecto a la actividad desarrollada por estas últimas durante el mismo año calendario por concepto de impuestos, regalías y ventajas especiales sobre los hidrocarburos, incluyendo las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno equivalente al 1% de la utilidad antes de impuestos.

La distribución de este 3,33% se efectúa de la siguiente manera: a) 2,22% para un Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), administrado directamente por el Ejecutivo Nacional y dedicado a los proyectos de desarrollo endógeno establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, y b) un 1,11% para los municipios donde se realizan actividades petroleras en el país, distribuidos en 30% para los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la empresa mixta y 70% para el resto de los municipios del país donde se realizan actividades petroleras, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de dichas entidades.

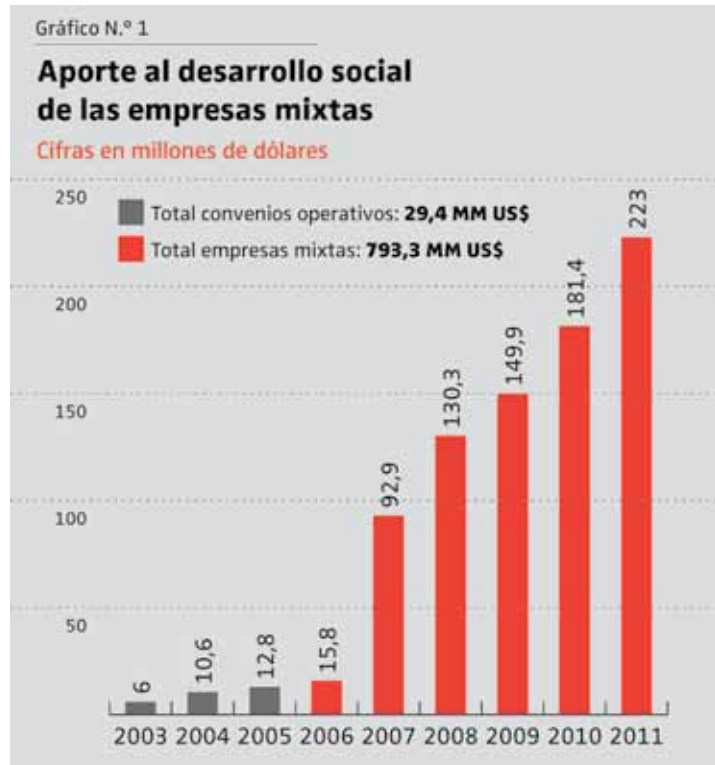
Durante el año 2011 el aporte de las empresas mixtas en materia de desarrollo social fue de aproximadamente 223,0 millones de dólares, dirigidos fundamentalmente a los sectores de educación, salud, infraestructura y servicios, agroproducción, misiones y fortalecimiento del poder comunal. Desde su creación en 2006 hasta el 31 de diciembre de 2011, el aporte total de dichas empresas oscila alrededor de 793 millones de dólares. Ver gráfico N.º 1.

Con la migración de los convenios operativos a empresas mixtas, en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, PDVSA ha recuperado el control sobre esas operaciones, ha disminuido sus gastos y el Estado ha aumentado la recaudación fiscal, beneficiando a las comunidades a través de la ejecución de programas de desarrollo social.

### **Migración de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas a empresas mixtas**

Dentro del proceso de apertura petrolera suscitado en el periodo 1993-1999 el antiguo Congreso Nacional (ahora Asamblea Nacional) aprobó varios convenios de asociación para la explotación de petróleo extrapesado, proveniente de las áreas Junín (antes Zuata), Carabobo (antes Cerro Negro) y Ayacucho (antes Hamaca) de la FPO para su mejoramiento y comercialización en el mercado internacional.

En 2007, con la finalidad de poner fin al proceso de privatiza-



ción de la industria petrolera venezolana, el Gobierno Revolucionario de la República estableció el Decreto N.º 5.200 mediante el cual se decreta la migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la FPO, así como también de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas y de la asociación denominada Orifuels Sinoven, S.A. (Sinovensa), en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial de PDVSA designada, mantendría no menos del 60% de participación accionaria, en concordancia con los Términos y Condiciones para la Creación de las Empresas Mixtas establecidos por la Asamblea Nacional.

La nacionalización de la FPO se realizó luego de un proceso de migración que se desarrolló de acuerdo con un cronograma establecido previamente y que culminó de manera exitosa con la firma del memorando de entendimiento con 11 de las 13 empresas extranjeras que operaban en la FPO y en los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas. De los socios participantes sólo dos de ellos no aceptaron los convenios de migración (ConocoPhillips, en Petrozuata, y ExxonMobil, en Cerro Negro). En el caso de Petrolera Zuata, S.A., pasó al 100% de participación, con lo que se logra el control total de los negocios.

El 1 de noviembre de 2007 se publicó en la Gaceta Oficial N.º 38.801 la aprobación de la Asamblea Nacional para la creación de las empresas mixtas y durante el primer trimestre de 2008 se

**CUADRO 16** Otras empresas mixtas constituidas dentro del proceso de nacionalización FPO

Empresa mixta	Fecha de constitución	Fecha decreto transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación socio	Accionista minoritario	País
Petrozumano, S.A.	6/11/2007	9/11/2007	60,00	40,00	CNPC <sup>1</sup>	China
Petrocedeño, S.A.	11/12/2007	10/01/2008	60,00	30,32 9,677	TOTAL <sup>2</sup> Statoil <sup>3</sup>	Francia Noruega
Petrolera Bielo-venezolana, S.A.	14/12/2007	28/12/2007	60,00	40,00	Belorusneft <sup>4</sup>	Belarús
Petropiar, S.A.	19/12/2007	9/01/2008	70,00	30,00	Chevron <sup>5</sup>	Estados Unidos
Petrolera Paria, S.A.	19/12/2007	20/12/2007	60,00	32,00 8,00	SINOPEC <sup>6</sup> INE Oil & Gas INC <sup>7</sup>	China Venezuela
Petrosucre, S.A.	19/12/2007	16/01/2008	74,00	26,00	ENI <sup>8</sup>	Italia
Petrolera Güiría, S.A.	10/01/2008	5/03/2008	64,25	19,50 16,25	ENI <sup>8</sup> INE Oil & Gas INC <sup>7</sup>	Italia Venezuela
Petrolera Sinovensa, S.A.	1/02/2008	1/02/2008	60,00	40,00	CNPC <sup>1</sup>	China
Petromonagas, S.A.	21/02/2008	5/03/2008	83,33	16,67	VEBA Oil and Gas <sup>9</sup>	Reino Unido
Petrolera Indovenezolana, S.A.	8/04/2008	24/04/2008	60,00	40,00	ONGC <sup>10</sup>	India
Petrolera Venezirian Oil Company, S.A.	5/02/2007	N/A	61,00	39,00	SADRA <sup>11</sup>	Irán

<sup>1</sup> CNPC: China National Petroleum Corporation a través de su subsidiaria CNPC Venezuela B.V. / <sup>2</sup> TOTAL, S.A.: a través de su subsidiaria TOTAL Venezuela, S.A. / <sup>3</sup> StatoilHydro: a través de su subsidiaria Statoil Sincor Netherlands B.V. / <sup>4</sup> Belorusneft: Unión de Empresas Productoras Belorusneft. / <sup>5</sup> Chevron: a través de su subsidiaria Chevron Orinoco Holdings B.V. / <sup>6</sup> SINOPEC: SINOPEC Internacional Petroleum Exploration and Production Corporation. / <sup>7</sup> INE Oil & Gas Inc. / <sup>8</sup> ENI: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V. / <sup>9</sup> BP: British Petroleum P.L.C a través de su subsidiaria Vebea Oil & Gas Cerro Negro GmbH. / <sup>10</sup> ONGC: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V. / <sup>11</sup> SADRA: Irán Marine Industrial Company.

publicaron los decretos de transferencia para completar la constitución de Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A. El 1 de febrero de 2008 se publicó el decreto de transferencia en la Gaceta Oficial N.º 38.863, con lo cual culminó la constitución de Petrolera Sinovensa, S.A. Del mismo modo se constituyeron las empresas mixtas que sustituyeron a los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas ahora denominadas Petrolera Paria, S.A., Petrosucre, S.A. y Petrolera Güiría, S.A., las cuales suplieron a los extintos convenios llamados Golfo de Paria Este, Golfo de Paria Oeste y Golfo de Paria Central, respectivamente. En la actualidad estas empresas conforman las empresas mixtas Costa Afuera, junto con la empresa mixta Petrowarao, S.A., campo Pedernales (antiguo convenio operativo). En el caso de La Ceiba, PDVSA tomó el 100% de participación accionaria.

### Otras empresas mixtas constituidas dentro del proceso de nacionalización de la FPO

Durante los años 2008 y 2007, fueron publicados en Gaceta Oficiales N.º 38.917, N.º 38.840 y N.º 38.807, de la República Bolivariana de Venezuela los decretos de transferencia, con lo cual se completó el proceso de constitución de las siguientes empresas mixtas: Petrozumano, S.A., Petrolera Biellovenezolana, S.A., Petrolera Indovenezolana, S.A. adicionalmente, fue constituida la empresa Venezirian Oil Company, S.A. para prestar servicios de ingeniería,

construcción y reconstrucción reparación o cualquier actividad vinculada con plataformas y estructuras costa afuera, destinadas al desarrollo de proyectos vinculados con costa afuera, constituida por CVP e Iran Marine Industrial Company (SADRA), con una participación accionaria de 61% y 39% respectivamente.

El cuadro N.º 16 muestra la fecha de constitución, la participación accionaria y la fecha de inicio de las operaciones de las empresas mixtas creadas en el marco de la nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Dentro de la gestión de estas empresas durante el año 2011, se destacan algunas actividades que han contribuido a asegurar la optimización y la confiabilidad operacional de las instalaciones, así como la disponibilidad de los volúmenes de petróleo y combustible para el mercado interno y de exportación. Seguidamente se mencionan algunas de estas acciones:

- En Petrosucre se culminaron en un 100% las fases de construcción, traslado e instalación del Proyecto de la Plataforma Central de Producción, que consiste en el establecimiento de una plataforma fija para el manejo de 70 MBD de petróleo, 80 MBD de agua y 32 MMPCD de gas de inyección, que contribuirá a garantizar la disponibilidad de petróleo en el mercado. Dicho proyecto alcanzó una inversión de 583 millones de dólares a lo largo de su ejecución.
- En Petrolera Paria se ejecutó el 100% de la geofísica del cam-



po y en un 30% el levantamiento de la batimetría. Adicionalmente se completó la ingeniería de subsuelo y se obtuvieron los permisos por parte del Ministerio para la perforación del primer pozo. Petrolera Güiría realizó la evaluación y cuantificación de las reservas del campo Punta Sur y la revisión de los resultados del pozo Delfín 1X. Asimismo se definió el potencial exploratorio del área asignada a Petrolera Güiría, hasta la formación la Pica, miembro Pedernales. Dichos resultados serán sometidos ante el Ministerio para su aprobación en 2012.

- Bielovenezolana, S.A. presentó un incremento en su producción por la incorporación de los campos Bloque VIII y Bloque XII, con una producción asociada de 7,2 MBD.
- Petromonagas, S.A. amplió la capacidad de almacenamiento del Complejo Operacional Petromonagas (COPEM) de 120 MBD a 200 MBD nominales de petróleo extrapesado. Logró el incremento del potencial de producción de 113,2 MBD en 2010 a 124,6 MBD en 2011 y aumentó su producción en 1,3 MBD promedio año respecto al mismo periodo. Este incremento fue consecuencia de la incorporación de 19 pozos a potencial.
- Sinovensa S.A. completó en un 100% el proyecto de generación eléctrica de 44 MW en el área de Morichal, garantizando la continuidad operacional de las empresas mixtas Petromonagas y Petrolera Sinovensa. Incrementó el potencial de producción de 100,4 MBD a 124,7 MBD y aumentó la producción en 16,9 MBD promedio año con respecto a 2010, llegando así a 97,3 MBD promedio de 2011 mediante la incorporación de 45 nuevos pozos a potencial.
- Petropiar, S.A. avanzó en la ejecución del proyecto en el Campo, que cuenta con 27 macollas distribuidas en 3 divisiones de la FPO: Ayacucho, Carabobo y Junín, que aportarán semanalmente los barriles para alcanzar los 146 MBD. Se ejecutó el proyecto de autogeneración eléctrica del mejorador de Petropiar (basado en el uso de gas) que permitirá la autogeneración de 50 MW en el mejorador de Petropiar y se restableció la capacidad de carga del terminal del Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA) de 20 MBHP a 35 MBHP. Petropiar también aumentó su producción de petróleo en 10,9 MBD respecto a 2010 debido a la reducción significativa de los tiempos promedio de perforación de pozos.

### **Impacto de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco en los resultados económicos de PDVSA**

Durante el funcionamiento de las antiguas asociaciones de la FPO, los ingresos del Estado venezolano se vieron perjudicados debido a la evasión de impuestos (ISLR, regalías, exportación, entre otros) en las que incurrieron dichas asociaciones. De acuerdo al contrato establecido, se contemplaba el pago de regalías según



el convenio PDVSA-Ministerio del 16,67% durante el desarrollo de la producción, 1% durante un tiempo máximo de 9 años, dependiendo de la relación ingresos/inversiones, y 16,67% durante el resto de la vida del proyecto; además del pago por ISLR, se estimaba una tasa de 34% y no se contemplaban incentivos fiscales por nuevas inversiones o inversiones ambientales.

Debido a esta situación, durante el lapso comprendido entre los años 2002 y 2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en el 1%, lo que provocó que las empresas transnacionales maximizaran sus ganancias mientras que el Estado dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto. (Ver gráfico N.º 2)

Otro de los impactos negativos que trajo consigo la creación de estos negocios fue el incumplimiento de los términos de los contratos respecto a las áreas asignadas para la explotación y producción de petróleo, ya que en algunos casos se ocupaba el doble de los terrenos de explotación sin autorización previa, por lo que los proyectos no se correspondían con los planes de desarrollo nacional. Con la implantación del nuevo modelo de empresa mixta, el cambio más relevante radica en el régimen fiscal, principalmente en el ISLR, al aplicarse una tasa del 50% establecida para las empresas petroleras. Esto permitía eliminar la aplicación de la alícuota del 34% adjudicada a las empresas constituidas bajo el esquema de convenios de asociación. Los resultados al 31 de diciembre de 2011 demuestran que las empresas mixtas otorgan un mayor beneficio para la nación de 9.689 millones de dólares, producto de aportes superiores en cuanto a regalías e ISLR, que los que aportarían las mencionadas asociaciones si continuaran en funcionamiento (8.955 millones de dólares). Por otra parte estas empresas deben contribuir con el 1% de los





ingresos brutos del año anterior antes de impuestos, como aporte al desarrollo endógeno administrado por la filial CVP, que estuvo alrededor de 33,4 millones de dólares.

En total, durante el periodo 2008-2011 el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 4.381 millones de dólares producto de la migración de las ex-asociaciones a empresas mixtas, como se puede observar en el cuadro N.º 17. Las empresas mixtas nacionalizadas avanzan en su orientación estratégica bajo una visión comprometida con las políticas del Estado, en materia de hidrocarburos y desarrollo social, manteniendo igualmente los niveles de calidad, sin perder la orientación de su actividad medular que es producir petróleo extrapesado, mejorarlo y comercializarlo en los mercados internacionales, brindando al Estado mayores beneficios por la actividad petrolera.

### Proyectos de gas Costa Afuera

Están enmarcados en el desarrollo de nuevos negocios para la producción de hidrocarburos, además de planes y programas de licencias de gas en áreas Costa Afuera mediante actividades operacionales y financieras que aseguren la explotación eficiente de los yacimientos, salvaguardando los intereses de la nación y cumpliendo con los lineamientos de PDVSA y la filial CVP.

### Proyecto Plataforma Deltana

Contempla el desarrollo de una serie de reservas que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago. Para tal fin, en 2007 se firmó un Tratado Marco sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos entre ambas regiones, que ha impulsado un conjunto de proyectos que permitirán manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en estas zonas compartidas. Dentro de los proyectos que maneja la CVP se destacan los siguientes:

*Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos en los Campos Lorán-Manatee, Bloque 2 de la Plataforma Deltana.* Llevará a cabo la explotación de los yacimientos de gas no asociado del Bloque 2 de la Plataforma Deltana, para su envío a la Planta de GNL ubicada en Güiría, con el propósito de suplir al mercado interno. Como avance de este proyecto debe destacarse la firma de los Acuerdos de Unificación con la República de Trinidad y Tobago en 2010. Mediante ellos se pretende producir 750 MMPCD de gas no asociado en el ámbito de una empresa mixta a ser constituida por PDVSA con el 61% del capital accionario y Chevron, con el 39% restante; el inicio de producción comercial se estima para 2015. En 2011 se continuaron las reuniones entre ambos países para la definición del operador único del campo y la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y Chevron y se completó la adquisición geofísica para los estudios de sitio y las

muestras para los estudios de geotecnia, a fin de identificar las localizaciones de menor riesgo geotécnico.

### Proyecto de Unificación de Yacimientos de los Campos Cocuina-Manakin, Bloque 4 de la Plataforma Deltana

Tiene como objetivo completar los volúmenes del Bloque 2 y enviarlos a la futura Planta de GNL. Al respecto se destacan las siguientes actividades realizadas durante el año 2011:

- Revisión y acuerdo final de los marcadores estratigráficos para los pozos Manakin-1, COC-1X y COC-2X.
- Construcción y acuerdo del modelo estructural y arquitectura de fallas, a partir de la interpretación sísmica de las arenas superiores e inferiores, caimán superior, caimán intermedio y caimán inferior.
- Revisión y acuerdo en la evaluación petrofísica, el análisis de datos de presión, la evaluación de posibles compartimentalizaciones del yacimiento y contactos gas-agua y el cálculo de volumen bruto de roca, lo que permite definir con mayor precisión el modelo geológico y mejorar el estimado de reservas por parte de PDVSA y la British Petroleum Trinidad y Tobago (BPTT).
- Cálculo del porcentaje de equidad para las unidades de los yacimientos. Dichos resultados fueron sometidos ante los ministerios de energías de ambos países y se espera por su aprobación.

### Proyecto Rafael Urdaneta

Se enmarca en el portafolio de Proyectos de la Revolución Gasífera como uno de los elementos estratégicos para el desarrollo del potencial gasífero nacional. Al mismo tiempo genera un posicionamiento geopolítico en la región, ejerce soberanía sobre un espacio de aguas territoriales vitales para la nación, impulsa el desarrollo social del eje norte-costero occidental y diversifica la economía de la zona. Dentro de los avances obtenidos en los bloques que conforman el proyecto se pueden mencionar los siguientes:

### Cardón Bloque III

Licencia otorgada a Chevron Cardón III (consorcio conformado por Chevron/VINCCLER), mediante Resolución N.º 372, publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.304 del 1 de noviembre de 2005. Este bloque se encuentra ubicado al norte de la Península de Paraguaná. En 2009 se definió la prognosis de la localización exploratoria Pozo Prospecto Tuna 1X, con una profundidad final de 8.900 pies, se inició la perforación y se solicitó permiso ante el Ministerio para el abandono del Pozo Tuna-1X (situado a una profundidad de 8.400 pies) sin llegar a su profundidad total estimada (9.207 pies), debido a que no encontraron indicios hidrocarbúferos. En

**CUADRO 17** Contribución adicional producto de la migración de las ex asociaciones a empresas mixtas  
(expresado en millones de dólares estadounidenses)

<b>Simulación ex asociaciones estratégicas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>Total acumulado</b>
Regalía	1.873	1.583	1.058	1.863	6.377
Impuesto de Extracción	1.873	1.583	1.058	1.863	6.377
Contribución Especial Precios Extraordinarios	3.639	163	9	1.417	5.229
Impuesto Ciencia y Tecnología	43	42	90	NA	175
Impuesto Sobre la Renta	646	751	451	1.068	2.916
Contribución Antidrogas	13	15	9	21	57
<b>Total</b>	<b>8.088</b>	<b>4.136</b>	<b>2.676</b>	<b>6.232</b>	<b>21.132</b>
<b>Flujo de caja</b>	<b>867</b>	<b>878</b>	<b>657</b>	<b>1.046</b>	<b>3.448</b>
<b>Efecto total nación ex asociaciones</b>	<b>8.955</b>	<b>5.014</b>	<b>3.333</b>	<b>7.278</b>	<b>24.580</b>
					<b>Total</b>
<b>Real empresas mixtas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>acumulado</b>
Regalía	3.375	2.856	1.901	3.394	11.526
Impuesto de Extracción	372	309	212	333	1.225
Contribución al desarrollo endógeno	33	9	39	29	110
Contribución especial precios Extraordinarios	3.639	163	9	1.417	5.229
Impuesto Ciencia y Tecnología	43	42	90	229	404
Impuesto Sobre la Renta	1.599	2.330	1.012	1.441	6.383
Contribución antidrogas	37	61	24	14	136
Impuesto Sombra	0,34	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>9.099</b>	<b>5.770</b>	<b>3.287</b>	<b>6.857</b>	<b>25.013</b>
<b>Flujo de caja</b>	<b>590</b>	<b>1.015</b>	<b>730</b>	<b>1.614</b>	<b>3.948</b>
<b>Efecto total nación empresas mixtas</b>	<b>9.689</b>	<b>6.784</b>	<b>4.017</b>	<b>8.471</b>	<b>28.961</b>
<b>Variación/Efecto total nación</b>	<b>735</b>	<b>1.770</b>	<b>684</b>	<b>1.193</b>	<b>4.381</b>



2011 Chevron procedió a devolver oficialmente a la nación el bloque en cuestión y se está a la espera de la Resolución en Gaceta Oficial para el año 2012.

#### **Cardón Bloque IV**

Licencia otorgada a Cardón IV (consorcio conformado por ENI/Repsol) mediante Resolución N.º 010, publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.371 el 2 de febrero de 2006. El bloque se localiza en el noroeste de la Península de Paraguaná. El Bloque Cardón IV posee una extensión de 924 km<sup>2</sup> y está asignado a las empresas ENI y Repsol para desarrollar un programa mínimo exploratorio que comprende la adquisición de 693 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y la perforación de 2 pozos exploratorios, siendo el primero de éstos el pozo Perla-1X en el prospecto Perla (Perla-AX).

Entre los aspectos a resaltar se debe mencionar en 2009 el descubrimiento del mayor yacimiento de gas de las costas del Golfo de Venezuela y uno de los más grandes del mundo: el Perla-1X, en el prospecto Perla (Perla-AX). El pozo Perla-1X podría albergar entre 7 y 8 trillones de pies cúbicos (TCF), lo que equivale a más de 5 años de consumo de gas en España. Este yacimiento se encuentra situado en aguas del oeste del país, a una profundidad de 60 m, en el bloque denominado Cardón IV, en el que Repsol trabaja desde 2006. La bolsa de gas podría extenderse en una superficie de 33 km<sup>2</sup> y tener un grosor de 240 m. Dentro de los avances obtenidos en 2011 destaca:

- Culminación de estudios geológicos y de yacimientos para la determinación de reservas de gas en el Campo Perla.
- Culminación de estudios de línea base e impacto ambiental del gasoducto submarino.
- Culminación de la perforación del pozo Perla 4-X y del pozo Perla 5, con pruebas de producción de gas similares a las ejecutadas en los pozos anteriores.
- Aprobación por parte del Ministerio de las reservas probadas de 9,5 BPC de gas y 125 MMBN de condensado.
- Firma del contrato de suministro de gas entre Cardón IV y PDVSA Gas. Cardón IV procede formalmente ante el Ministerio a declarar la comercialidad y a presentar el plan de desarrollo del Campo Perla.

#### **Moruy Bloque II**

Licencia otorgada a la empresa PT Moruy II (consorcio conformado por Teikoku/Petrobras), mediante Resolución N.º 014 publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.371 del 02 de febrero de 2006, modificado mediante aviso oficial el 15 de febrero del mismo año, publicado en Gaceta Oficial N.º 38.380. Este bloque está ubicado al suroeste de la Península de Paraguaná. Durante el año 2009 se definió la prognosis de la localización exploratoria Pozo Prospecto Atún-1X, con una profundidad final de 12.100



pies. El pozo confirmó existencia de trampas estructurales a nivel eoceno. En 2011, Teikoku procedió a devolver oficialmente a la nación el bloque.

#### **Urumaco Bloque I**

Licencia otorgada a Urdaneta Gazprom-1 mediante Resolución N.º 370 publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.304 del 1 de noviembre de 2005. El Bloque I de Urumaco se localiza al suroeste Península de Paraguaná. Una vez realizada la prognosis de localización exploratoria Pozo Prospecto Coral-1X, con una profundidad final de 15.700 pies, se inició en 2008 la perforación hasta una profundidad final de 13.500 pies, pero se decidió abandonar por problemas operacionales. En 2011 se publica en Gaceta Oficial del 25 de marzo la reforma parcial de la licencia, redefiniendo el área para considerar la posibilidad de encontrar nuevos hallazgos producto de los resultados obtenidos en el Bloque Cardón IV.

#### **Urumaco Bloque II**

Licencia otorgada a Urdaneta Gazprom-2 S.A., mediante Resolución N.º 371 publicada en la Gaceta Oficial N.º 38.304 del 1 de noviembre de 2005. Este bloque se encuentra ubicado al suroeste de la Península de Paraguaná. En vista de los resultados obtenidos por la perforación de pozos cercanos en Cardón Bloque IV y de la reinterpretación de los datos exploratorios del bloque realizada en Moscú, se está evaluando la posible redefinición del área de este bloque.

#### **Proyecto Gas Natural Licuado (GNL)**

El objetivo del proyecto GNL se encuentra inmerso dentro del Desarrollo Gasífero Delta Caribe Oriental (GDGO). En 2011, y por resolución de la Junta Directiva de PDVSA, se consideró sólo la implantación de un tren de licuefacción para la exportación de 4,7 millones TM/A de GNL obtenido a partir del gas natural (800



Imagen N.º 1

## Planta GNL Venezuela



MMPCD) proveniente de las áreas de producción Costa Afuera de la Región Oriental (Plataforma Deltana Bloque 2-Mejillones-Río Caribe). Con este proyecto se estaría cubriendo parte de la demanda mundial en materia de gas, monetizando de esta manera las reservas de gas certificadas en la Plataforma Deltana. El mercado visualizado para este producto es Europa, Argentina, Cuba, Brasil y Asia (imagen N.º 1).

Dentro de las actividades que se llevaron a cabo dentro de este proyecto en 2011 se mencionan las siguientes:

- Geotécnico de mar: se culminó el estudio con la perforación de 24 pozos para un total de 1.077 m perforados en el fondo del mar. Este estudio permitió caracterizar el subsuelo del área destinada al Muelle de Despacho de GNL en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho, definir los parámetros geotécnicos de diseño y determinar la estratigrafía, condiciones de soporte y otras características del subsuelo en el sitio de estudio, que permitirán la ingeniería básica del muelle de despacho.
- Geotécnico de tierra: se realizaron 59 perforaciones, para un total de 2.742 m perforados. Este estudio permitió caracterizar el subsuelo del área destinada a la Planta GNL en el Complejo Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), que permitirán realizar la ingeniería básica.

### Proyecto Golfo de Paria Oeste y Punta Pescador

En el año 2010 fue otorgada a las Empresas ENI Venezuela (Italia) y a CVP una Licencia para Exploración y Explotación de Hidrocarburos Gaseosos no Asociados dentro de las áreas denominadas Punta Pescador y Golfo de Paria Oeste, mediante Resolución N.º 088 del 25 de mayo de 2010, dictada por el Ministerio y publicada en la Gaceta Oficial de la República N.º 39.438 el 3

de junio del mismo año. El gas natural no asociado producido conforme a esta licencia será destinado a la atención prioritaria de los requerimientos del mercado interno y eventualmente para participar en la alimentación del Tren III de gas natural licuado del Proyecto Delta Caribe Oriental.

Durante el año 2011 las licenciatarias, después de analizar cuidadosamente los datos existentes en dichas áreas, realizaron una serie de actividades:

- Redefinición del programa mínimo exploratorio para las áreas de Punta Pescador y Golfo de Paria Oeste, que consiste ahora en el reprocesamiento y reinterpretación de 500 km<sup>2</sup> de sísmica 3D existente en Paria y de 690 km<sup>2</sup> de sísmica 3D perteneciente al área de Punta Pescador, así como la adquisición de 250 km<sup>2</sup> de sísmica 3D en aguas de Punta Pescador. Se acordó también la perforación de 2 pozos obligatorios para el Golfo de Paria Oeste y 1 para Punta Pescador, así como la posible perforación de un pozo adicional para cada área de acuerdo a los resultados obtenidos en las primeras perforaciones.
- Búsqueda y recuperación de la información sísmica 3D existente de las áreas de Paria y Punta Pescador, que permitirá interpretar los posibles prospectos en ambas áreas para la definición de localizaciones de pozos exploratorios.

### Proyecto Blanquilla-Tortuga

En 2009 se firma el Memorándum de Entendimiento con las empresas Energías de Portugal (EDP) (antiguo GALP), Gazprom de Rusia, ENI de Italia y Petronas de Malasia. En 2010 culmina el estudio conjunto confirmando la prospectividad del área. A la fecha se continúan las negociaciones entre las partes.



## Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR)

El POMR, uno de los proyectos de mayor impacto en el continente latinoamericano, se encuentra circunscrito dentro del marco legal vigente y el Plan del Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, con el objetivo de: convertir a Venezuela en el primer país del mundo con la mayor cantidad de reservas de petróleo pesado; impulsar el desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país mediante la valorización y desarrollo óptimo de estos recursos de hidrocarburos, y aumentar nuestra participación en el mercado petrolero reforzando negociaciones con terceros e iniciativas propias, ratificando de esta manera a Venezuela como una potencia energética determinante dentro contexto geopolítico nacional e internacional, tal como se planteó en el Plan Siembra Petrolera.

La FPO está ubicada en el sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Constituye un gigantesco reservorio que abarca un área geográfica de aproximadamente 55.000 km<sup>2</sup> y contiene acumulaciones de petróleo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6°API. Cuenta con un volumen significativo de Gas Original en Sitio (GOES) que constituye un recurso importante para el autoabastecimiento en las futuras estrategias de explotación en la FPO, puesto que en la actualidad se contempla la posibilidad de ejecutar proyectos de inyección de vapor que requerirán grandes sumas de gas para su generación.

En el año 2011 este proyecto incorporó ante el Ministerio un volumen de 0,95 MMMBl de reservas probadas de petróleo, que sumadas a las incorporadas y oficializadas desde 2006 arrojan un total de 220,50 MMMBl incorporados por el POMR en la FPO, convirtiendo a Venezuela en el país con mayores reservas certificadas de petróleo en el mundo. Es importante señalar que estas reservas garantizarán la producción de petróleo por 273 años, considerando un factor de recobro entre 30% y 35%.

Dadas las características extraordinarias de la FPO para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, fue necesario dividir a la FPO en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez estas en 36 bloques (excluyendo el área asignada a las empresas mixtas Petrocedeño, S.A., Petropiar, S.A., Petromonagas, S.A., Petroanzoátegui, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.), de los cuales 32 se cuantificaron en un esfuerzo compartido entre la filial CVP y los profesionales de diversas empresas y países que suscribieron acuerdos de entendimiento con el Ejecutivo Nacional, tal como se muestra en la figura siguiente, mientras que el resto de los bloques fueron cuantificados con esfuerzo propio de PDVSA (imagen N.º 2). El cuadro N.º 18 presenta el detalle las empresas y países participantes en el proyecto de cuantificación y certificación de reservas de la FPO.

CUADRO 18 Países y empresas participantes en el POMR

Área	Bloque	País	Empresa
Boyacá	Boyacá 1	Cuba	Cupet <sup>1</sup>
	Boyacá 3	China	CNOOC <sup>2</sup>
	Boyacá 4	Sudáfrica	Petrosa <sup>3</sup>
	Boyacá 5	Malasia	Petronas <sup>4</sup>
	Boyacá 6	Portugal	Galp Energía <sup>5</sup>
	Junín	Junín Norte	India
Junín 1		Bielorusia	Belorusneft <sup>7</sup>
Junín 2		Vietnam	Petrovietnam <sup>8</sup>
Junín 3		Rusia	Lukoil <sup>9</sup>
Junín 4		China	CNPC <sup>10</sup>
Junín 5		Italia	ENI <sup>11</sup>
Junín 7		España	REPSOL <sup>12</sup>
Junín 8		China	SINOPEC <sup>13</sup>
Junín 10		Francia	TOTAL <sup>14</sup>
Junín 10		Noruega	Statoilhydro <sup>15</sup>
Ayacucho	Ayacucho 2	Rusia	Tnk-BP <sup>16</sup>
	Ayacucho 3	Rusia	Gazprom <sup>17</sup>
	Ayacucho 5	Chile	ENAP <sup>18</sup>
	Ayacucho 5	Ecuador	Petroecuador <sup>19</sup>
	Ayacucho 6	Argentina	Enarsa <sup>20</sup>
	Ayacucho 6	Uruguay	ANCAP <sup>21</sup>
	Ayacucho 7	Irán	Petropars <sup>22</sup>
Carabobo	Carabobo 1	Brasil	Petrobras <sup>23</sup>

<sup>1</sup> Cupet: Cubapetróleo.

<sup>2</sup> CNOOC: China National Offshore Oil Corporation Ltd.

<sup>3</sup> Petrosa: Corporación del Gas y Petróleo de Sudáfrica.

<sup>4</sup> Petronas: Petrolim Nasional Berhad Oil Company., SGPS, S.A..

<sup>5</sup> Galp Energía: Galp Energía.

<sup>6</sup> ONGC: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V.

<sup>7</sup> Belorusneft: Estatal Unitaria Asociación de Empresas Productoras Belorusneft.

<sup>8</sup> PVN: The Vietnam National Oil and Gas Group a través de su subsidiaria PetroVietnam.

<sup>9</sup> Lukoil: Lukoil Overseas.

<sup>10</sup> CNPC: China National Petroleum Corporation.

<sup>11</sup> ENI: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V.

<sup>12</sup> REPSOL Exploración, S.A.

<sup>13</sup> SINOPEC: Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation.

<sup>14</sup> TOTAL: TOTAL, S.A..

<sup>15</sup> Statoilhydro: StatoilHydro International Venezuela S.A..

<sup>16</sup> Tnk-BP: Alba y Renova Group y British Petroleum.

<sup>17</sup> Gazprom: Gazprom Group de Rusia.

<sup>18</sup> ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile.

<sup>19</sup> Petroecuador: Empresa Estatal Petróleos del Ecuador

<sup>20</sup> Enarsa: Energía Argentina S.A..

<sup>21</sup> ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland ANCAP.

<sup>22</sup> Petropars: National Iranian Oil Company (NIOC) a través de su subsidiaria Petropars Limited Ltd.

<sup>23</sup> Petrobras: Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras.

Imagen N.º 2

# Faja Petrolífera del Orinoco

Proyecto Orinoco Magna Reserva

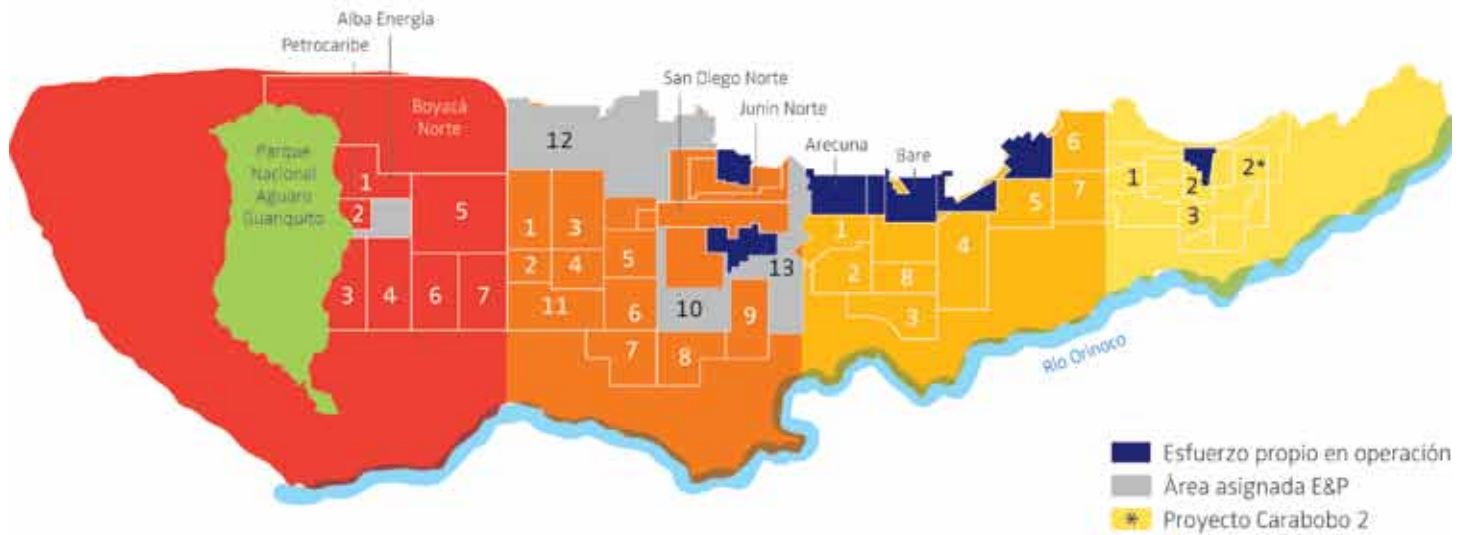
## Características

Países involucrados: 21  
 Segmentos: 4  
 Bloques: 36

## Ubicación



## Bloques



## Boyacá

- 1 Cupet<sup>1</sup>
- 3 CNOOC<sup>2</sup>
- 4 Petrosa<sup>3</sup>
- 5 Petronas<sup>4</sup>
- 6 Galp Energía<sup>5</sup>

## Junín

- Norte ONGC<sup>6</sup>
- 1 Belorusneft<sup>7</sup>
- 2 Petrovietnam<sup>8</sup>
- 3 Lukoil<sup>9</sup>
- 4 CNPC<sup>10</sup>
- 5 Eni<sup>11</sup>
- 7 Repsol<sup>12</sup>
- 8 Sinopec<sup>13</sup>
- 10 Total<sup>14</sup>
- 10 Statoilhydro<sup>15</sup>

## Ayacucho

- 2 Tnk-Bp<sup>16</sup>
- 3 Gazprom<sup>17</sup>
- 5 ENAP<sup>18</sup>
- 5 Petroecuador<sup>19</sup>
- 5 Enarsa<sup>20</sup>
- 6 ANCAP<sup>21</sup>
- 7 Petropars<sup>22</sup>

## Carabobo

- 1 Petrobras<sup>23</sup>

<sup>1</sup> Cupet: Cubapetróleo / <sup>2</sup> CNOOC: China National Offshore Oil Corporation Ltd. / <sup>3</sup> Petrosa: Corporación del Gas y Petróleo de Sudáfrica / <sup>4</sup> Petronas: Petrolim Nasional Berhad Oil Company., SGPS, S.A. / <sup>5</sup> Galp Energía: Galp Energía / <sup>6</sup> ONGC: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V. / <sup>7</sup> Belorusneft: Estatal Unitaria Asociación de Empresas Productoras Belorusneft / <sup>8</sup> PVN: The Vietnam National Oil and Gas Group a través de su subsidiaria PetroVietnam / <sup>9</sup> Lukoil: LUKOIL Overseas / <sup>10</sup> CNPC: China National Petroleum Corporation / <sup>11</sup> Eni: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V. / <sup>12</sup> Repsol Exploración, S.A. / <sup>13</sup> Sinopec: Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation / <sup>14</sup> Total: Total, S.A. / <sup>15</sup> Statoilhydro: Statoilhydro International Venezuela A.S. / <sup>16</sup> Tnk-Bp: Alba y Renova Group y British Petroleum / <sup>17</sup> Gazprom: Gazprom Group de Rusia / <sup>18</sup> ENAP: Empresa Nacional de Petróleo de Chile / <sup>19</sup> Petroecuador: Empresa Estatal Petróleos del Ecuador Petroecuador / <sup>20</sup> Enarsa: Energía Argentina S.A. / <sup>21</sup> ANCAP: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland ANCAP / <sup>22</sup> Petropars: National Iranian Oil Company (NIOC) a través de su subsidiaria Petropars Limited Ltd / <sup>23</sup> Petrobras: Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobras.

**CUADRO 19** Perforación ejecutada

Área	Ejecución año 2011	Ejecución año 2010	Ejecutado año 2009	Ejecutado año 2008	Ejecutado año 2007	Ejecutado año 2006	Ejecutado total por área
Carabobo	-	-	-	-	7	7	14
Ayacucho	-	4	9	16	15	1	45
Junín	-	5	11	21	25	3	65
Boyacá	3	-	5	13	1	-	22
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>9</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>11</b>	<b>146</b>

**CUADRO 20** Ejecución por fases del Proyecto Orinoco Magna Reserva, 2011

Bloque	Fase I	Fase II	Fase III	Fase IV
Carabobo	100%	100%	100%	100%
Ayacucho	100%	100%	100%	100%
Junín	100%	100%	100%	97%
Boyacá	100%	100%	100%	100%
<b>Total POMR</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>99%</b>

### Perforación y sísmica del proyecto

Desde el inicio del proyecto al cierre del año 2011, se perforaron un total de 146 pozos estratigráficos en las cuatro áreas, tal como se demuestra en el cuadro N.º 19.

Durante el año 2011 se perforaron tres pozos estratigráficos en el área de Boyacá (1 en el Bloque 3 y 2 en el Bloque 4), para alcanzar un total de 22 pozos perforados durante la vida del proyecto, lo que permitió culminar la campaña de adquisición de información. Para los fines de cuantificación de reservas, los tres pozos perforados en 2011 en área Boyacá confirman los modelos de los bloques 3, 4 y 6 del área. Entre otras de las actividades relevantes ejecutadas durante el año se destaca el corte de núcleos de roca en dos pozos, distribuidos en los bloques 3 y 4 de Boyacá; se cortaron un total de 679 pies de núcleos, de los cuales se lograron recuperar 519 en arenas no consolidadas, para un porcentaje de recuperación de 77%. El cuadro N.º 20 detalla por fases la ejecución al año 2011.

### Volúmenes de reservas incorporadas

Para el año 2011 se incorporaron ante el Ministerio un total de 0,95 MMBls de petróleo, de los cuales 0,94 MMBls corresponden al Bloque Ayacucho 4 y 0,01 MMBls a los bloques Boyacá Norte. Desde que inició el POMR y hasta el cierre del año 2011 se ha incorporado a los libros de reservas de la nación un total de 220,50 MMBls de reservas probadas, distribuidas como se describe en el cuadro N.º 21.

Como último avance en el POMR durante el 2011 se destaca la integración regional de los 32 bloques, con el fin de generar modelos estáticos y dinámicos con menores niveles de incertidumbre. Dicha actividad se realizó mediante la revisión de toda la



información adquirida, obteniéndose mapas por secuencias que incluyen los diferentes reservorios y su distribución en la FPO.

La connotación integracionista del POMR propicia otros nuevos negocios para la explotación de la FPO que además de estrechar los lazos de cooperación energética entre las naciones, fomenten los ejes Nororiental y Orinoco-Apure del país, el desarrollo endógeno de la nación y contribuirán con la preservación de las fuentes de energía y el fomento de la conservación, mediante la creación y aplicación de nuevas tecnologías que harán de Venezuela un líder tecnológico indiscutible en el campo de petróleo pesados y extrapesados.

**CUADRO 21** Reservas incorporadas ante el Ministerio, 2011

Expresado en MMMBs	Carabobo	Ayacucho	Junín	Boyacá	Total
2006 Incorporación POMR	7,61	-	-	-	7,61
Reservas totales al 31/12/2006	7,61	-	-	-	7,61
2007 Incorporación POMR	12,45	-	-	-	12,45
Reservas totales al 31/12/2007	20,06	-	-	-	20,06
2008 Incorporación POMR	6,14	4,27	53,45	-	63,86
Contribución empresas mixtas	4,30	1,76	4,18	-	10,24
Reservas totales al 31/12/2008	30,50	6,03	57,63	-	94,15
2009 Incorporación POMR	-	15,90	8,46	13,19	37,55
Contribución empresas mixtas	-	-	1,65	-	1,65
Reservas totales al 31/12/2009	30,50	21,93	67,74	13,19	133,35
2010 Incorporación POMR	31,16	6,86	16,42	28,46	82,90
Contribución empresas mixtas	1,19	0,76	1,35	-	3,30
Reservas totales al 31/12/2010	62,84	29,55	85,51	41,65	219,55
2011 Incorporación POMR	-	0,94	-	0,01	0,95
Reservas totales al 31/12/2011	62,84	30,49	85,51	41,66	220,50





## Formación de empresas mixtas con participación mayoritaria del Estado

### Otros nuevos negocios

Consciente de los objetivos estratégicos del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, la filial CVP ha emprendido un plan de acción para colocar a disposición de la sociedad venezolana y de nuestros países hermanos las máximas reservas de petróleo, a través del incremento de la producción de hidrocarburos y el desarrollo integral de los proyectos de producción, mejoramiento, dilución, refinación y desarrollo social surgidos de la consolidación de los Nuevos Negocios en la Faja Petrolífera del Orinoco y en Campos Maduros, proyectos que contemplan un proceso de selección de socios bajo el esquema de empresa mixta, con una participación mayoritaria del Estado venezolano de al menos 60%.

### Faja Petrolífera del Orinoco

#### Área Carabobo

Una vez culminado el proceso de selección de socios de los proyectos del área Carabobo, las empresas seleccionadas para operar en el Proyecto Carabobo 1 fueron el consorcio compuesto por Repsol de España; Petronas de Malasia y Ongc Videsh Ltd., Oil Indian Limited y la Indian Oil Corporation Limited, estas últimas de India. El proyecto Carabobo 3 estaría a cargo del consorcio integrado por Mitsubishi e Inpex de Japón; Chevron de Estados Unidos y Suelopetrol de Venezuela. Dichos proyectos prevén la producción entre 400 MBD y 480 MBD mil barriles diarios de petróleo y la construcción de 2 mejoradores en la región de Soledad, estado Anzoátegui.

Dentro de los avances más significativos suscitados en 2010 tras a la creación de las empresas mixtas Petrocarabobo, S.A. y Petroindependencia, S.A., que conforman los Proyectos Carabobo 1 y 3 ya culminados, se puede mencionar que Petrocarabobo ejecutó el 100% de la ingeniería conceptual del proyecto y un 86% de avance en la ingeniería básica, respecto al proyecto de la producción temprana acelerada. Por su parte Petroindependencia culminó la ingeniería conceptual integral del proyecto, elaboró el plan de desarrollo de Macollas 1 y 2 del Bloque 5 y culminó la evaluación económica (estimado de costos) del Caso Base (contractual) del Proyecto.

Adicionalmente, en el año 2011 se firma un acuerdo para la elaboración del estudio conjunto con la estatal rusa Compañía Petrolera Rosneft, con la finalidad de desarrollar actividades primarias en los bloques Carabobo 2 Norte y Carabobo 4 Oeste que conforman el Proyecto Carabobo 2. Dicho proyecto contempla la producción de 400 MBD de petróleo extrapesado a partir del séptimo año (una vez se firme el contrato de la empresa mixta). Se estima procesar 200 MBD en un mejorador que será construido

en el área de Soledad, estado Anzoátegui, para obtener aproximadamente 190 MBD de petróleo mejorado a 42° API; los 200 MBD no mejorados serán mezclados en proporciones variables con los 190 MBD mejorados para obtener aproximadamente 390 MBD de petróleo entre 16° y 22° API.

Asimismo, en el marco del Proyecto Carabobo 2, se efectuó la firma de un MDE para la creación de una empresa conjunta cuyo objeto será la prestación servicios petroleros incluyendo perforación, rehabilitación y acondicionamiento de pozos.

#### Área Junín

**Junín 1 Belorusneft (Bielorusia)-Sinopec (China).** Posterior al Acuerdo de Estudio Conjunto firmado con la empresa Belorusneft de Belarús en el año 2008 para el desarrollo de producción de petróleo extrapesado en el Bloque 1 de Junín, en 2010 se suscribe un Memorándum de Entendimiento (MDE) con Sinopec mediante el cual se incorpora como socio a la empresa mixta a ser constituida conjuntamente con Belorusneft para el desarrollo de este bloque.

El plan de negocio contempla una producción estimada de 200 MBD que serán utilizados como petróleo de alimentación en la futura Refinería de Cabruta, que en su primera fase estará orientada a producir petróleo mejorado de 32° API, así como diesel para satisfacer las necesidades del mercado interno, mientras el volumen de petróleo mejorado se mezclará con petróleo extrapesado del campo Boyacá 8 para generar un petróleo mezcla que será alimentado a la futura Refinería Batalla de Santa Inés. A la fecha, las partes adelantan un plan de acción para acordar los términos pertinentes para suscribir MDE como empresa mixta.

**Junín 2: Petrovietnam (Vietnam).** En 2010 se crea formalmente la empresa mixta Petromacareo, S.A, entre PDVSA y Petrovietnam Exploration Production Corporation Ltd. o sus respectivas afiliadas, con una participación accionaria inicial del 60% y 40%, respectivamente, para el desarrollo del Bloque Junín-2, estado Guárico, con una superficie de 248 km<sup>2</sup>. La empresa estima una producción de 200 MBD de petróleo extrapesado y contempla la construcción de un mejorador para el procesamiento de la producción para obtener 180 MBD de petróleo mejorado a 32° API. El destino final del petróleo será satisfacer necesidades energéticas de Vietnam.

Durante el año 2011 esta empresa ejecutó en un 100% la ingeniería conceptual y básica de las facilidades de superficie para la producción temprana y permanente. Asimismo se realizó el plan de producción temprana, estimado en 50 MBD y se efectuó la adquisición de sísmica El Vedero 3D-3C Multicomponente.





**Junín 4: CNPC (China).** En el 2010 se firmó MDE con la empresa petrolera China CNPC y se constituyó la Petrourica, S.A. entre la filial CVP y la Empresa CNPC Exploration And Development Company LTD (CNPC E&D), con una participación accionaria inicial del 60% (CVP) y 40% (CNPC) destinada a la explotación del Bloque Junín 4 de la FPO, que estima producir 400 MBD de petróleo extrapesado y el mejoramiento de 200 MBD, para obtener aproximadamente 180 MBD de petróleo mejorado a 32° API, a través de un mejorador que está por construirse. Los 200 MBD restantes de petróleo extrapesado serán mezclados con los 180 MBD de mejorado para obtener 380 MBD de petróleo a 16° API en 2017, que serán exportados a China y utilizados como alimentación de la Refinería de Jie Yang en la Provincia de Guandong, China, la cual será igualmente construida y operada por una empresa mixta en Beijing, China.

Como actividades relevantes realizadas por esta empresa durante el año 2011, se puede mencionar la consecución de los permisos del Ministerio para la perforación de los 7 pozos estratégicos contemplados para la campaña 2011 que apalancarán la perforación de los pozos productores comprometidos para la fase I de la producción temprana. Adicionalmente, se culminó la ingeniería conceptual del mejorador de 32° API.

**Junín 5: ENI (Italia).** En el año 2010, PDVSA y ENI de Italia firman un MDE para el desarrollo de un proyecto de producción, manejo y transporte de hidrocarburos producidos a través de una empresa mixta ubicada en parte del Bloque Junín 5, con un techo de producción de 240 MBD de petróleo extrapesado, que serán transportados a una refinería que va a construirse en Jose, con una capacidad de 350 MBD. Los otros 110 MBD a refinar provendrán de productos intermedios de otro mejorador. Del mismo modo, fue firmado un MDE entre las mismas partes para conformar una empresa mixta de refinación.

En concordancia con estos acuerdos, en 2010 se crea Petrojunín, S.A. entre CVP y ENI Lasmo, Plc., la cual apunta a una producción inicial de 75 MBD de petróleo mejorado (16° API) en 2013, hasta llegar a 240 MBD en 2016, con una inversión de 8.300 millones de dólares, mientras que en el año 2011 fue constituida la empresa mixta Petrobicentenario, S.A.

**Junín 6: Consorcio ruso (Gazprom, Lukoil, TNK BP y Rosneft Rusia).** Posterior a la firma del MDE para la creación de una empresa mixta encargada de explotar el Bloque Junín 6 de la FPO con el Consorcio Ruso y PDVSA, en 2010 se crea Petromiranda S.A., empresa mixta constituida entre PDVSA y el consorcio petrolero nacional de Rusia (CNP) integrado por Rosneft, Lukoil, Gazprom, TNK-BP y Surgutneftegaz, con una participación accionaria del 60% y 40% respectivamente, para la exploración y producción

de petróleo con una inversión aproximada de 18.000 millones de dólares. La producción máxima de esta empresa mixta se estima en 450 MBD de petróleo extrapesado a partir de 2017. Se estima producir 200 MBD en un mejorador que será construido para obtener aproximadamente 190 MBD de petróleo mejorado a 42° API. Los 250 MBD no mejorados serán mezclados con los 190 MBD mejorados para obtener 440 MBD de petróleo entre 16° y 22° API.

**Junín 8: Sinopec (China).** Una vez firmado el MDE en 2010 para el desarrollo de este bloque, se ha revisado el modelo estático con la empresa Ryder Scott, obteniendo como resultado un POES aproximado de 25,5 MMBbls. Desde el punto de vista de negocio se realizaron simulaciones de 70, 100, 120 y 150 MBD, los cuales tendrían una duración de producción en frío de 26, 15, 9 y 6 años respectivamente. A la fecha, el socio Sinopec investiga características de campos petroleros de baja profundidad y alta viscosidad en el mundo, para luego ver factibilidad de aplicación en Junín 8.

#### Área Ayacucho

**Ayacucho 6. Enarsa (Argentina) y Ancap (Uruguay).** En 2011 se elaboraron distintos esquemas para la compilación del plan de negocios para alcanzar 100 MBD. Dentro de los esquemas propuestos se plantea que PDVSA provea de petróleo liviano o nafta a la empresa mixta para producir una mezcla de 16° API o que la empresa mixta compre a PDVSA el petróleo liviano para generar una mezcla entre 16 y 22° API. Es importante resaltar que estos esquemas están ordenados de acuerdo a su factibilidad técnica-comercial y financiera, así como por la experiencia de producción de otros proyectos en la FPO.

#### Área Boyacá

**Boyacá 1. Cupet (Cuba).** En 2011 se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto para el Bloque Boyacá 1 de la FPO, que permitió elaborar un preliminar del plan del desarrollo del bloque. En el informe se acordó que el techo de producción para el Bloque Boyacá 1 sería de 150 MBD.

#### Campos Maduros

##### Estudio Conjunto PDVSA-Odebrecht Oil And Gas

*Campos Mara y La Paz.* Una vez suscrito el Acuerdo de Estudio Conjunto en 2009, firmado el MDE en 2010, para la creación de una empresa mixta a los fines de realizar actividades primarias en los campos Mara Este, Mara Oeste, La Paz y Sibucara, en 2011 la filial CVP y Odebrecht iniciaron el proyecto de contrato para la constitución de la empresa mixta, que se sometió ante el Ministerio. En mayo el Ministerio gira instrucciones a la CVP para excluir del plan de negocio al campo Sibucara por encontrarse ubicada en una zona poblada, de manera que el plan de negocios y el



proyecto de contrato de constitución de la empresa mixta se actualizaron y fueron sometidos nuevamente ante el Ministerio. La constitución de una empresa mixta entre PDVSA-CVP y Odebrecht Oil & Gas de Brasil fue aprobada por la comisión de energía de la Asamblea Nacional y publicado en Gaceta Oficial N.º 39.767 del 28 de septiembre del mismo año. Asimismo quedó definido y aprobado el PDN según el cual se estimaba elevar la producción a un máximo de 15,6 MBD hasta acumular un total de 100,3 MMBls de petróleo entre 15-37 °API durante los 25 años de la empresa mixta y se acordó incorporar el Campo El Moján. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan los 1.578 millones de dólares aproximadamente. El 19 de septiembre de 2011, mediante el Decreto N.º 8.527, publicado en la Gaceta Oficial N.º 39.781, el Ejecutivo Nacional autorizó la creación de la empresa mixta Petroudaneta, S.A., con una participación accionaria de PDVSA a través de su filial CVP de 60% y de Odebrecht E&P España de 40%. Como último avance en la creación de esta empresa se destaca que mediante Resolución N.º 174, publicada en Gaceta Oficial N.º 39.810 de fecha 29 de noviembre, el Ministerio delimita el área geográfica donde operará. El territorio en cuestión está constituido por una superficie total de 571 km<sup>2</sup> distribuidos de la siguiente manera: Mara Oeste (106 km<sup>2</sup>), Mara Este (289 km<sup>2</sup>), ambos campos ubicados en el municipio Mara, y el área La Paz (176 km<sup>2</sup>) en el Municipio Jesús Enrique Losada del estado Zulia.

#### **Estudio Conjunto PDVSA-Belorusneft (Bielorusia)**

*Campos Bloque I Lama, Lama Lago y Bloque VI Lamar.*

En abril de 2011 se firmó un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Belorusneft para evaluar los campos Bloque I Lama, Bloque VI Lamar y Lama Lago, ubicados en el Lago de Maracaibo, para determinar su incorporación a la empresa mixta Petrolera Bielovenezolana, S.A.

Posteriormente se finalizó la estimación de las reservas efectivas y se definieron los perfiles de producción de petróleo y gas. Según el plan de explotación, se estima producir 115 MMBls de petróleo (21-40 °API) y 152 MMMPCN de gas en 25 años, con una producción máxima de 20 MBD y un *plateau* de 3 años. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzarían los 1.381 millones de dólares. El MDE mediante el cual se asigna a la empresa mixta Petrolera Bielovenezolana, S.A. los bloques I Lama y Lama Lago para su desarrollo se firmó finalmente en el marco de la V Comisión Mixta Venezuela-Bielorusia.

*Campos Soto Norte, Soto Este, Mapiri, Mapiri Central, Mapiri Este y la Ceibita-R.* En 2009 el Ministerio decide conceder a la empresa mixta Petrolera Bielovenezolana, S.A. los campos: Soto Norte, Soto Este, Mapiri, Mapiri Central, Mapiri Este y La Ceibita-R. La Asamblea Nacional aprueba la modificación de las condiciones

mediante las cuales se crea la empresa mixta Petrolera Bielovenezolana y autoriza a explorar y explotar hidrocarburos gaseosos no asociados mediante el acuerdo publicado en Gaceta Oficial N.º 39.282. El 16 de marzo de 2010 el Ministerio, previa aprobación en consejo de ministros y mediante la Resolución N.º 045, publicada en Gaceta Oficial N.º 39.387, resuelve otorgar a la empresa una licencia de exploración y explotación hidrocarburos gaseosos no asociados. En marzo de 2011, mediante Decreto N.º 8.119 publicado en Gaceta Oficial N.º 39.639, se le transfiere a la empresa mixta la actividad primaria inherente a los referidos campos.

El escenario de explotación propuesto permite desarrollar una producción de gas máxima de 221 MMPCGD en 2016 y una producción acumulada de 1.229 TPCG, con una estimación de 27,6 MMBls de petróleo de 36-47 °API. Las inversiones y gastos se estiman en 2.793 millones de dólares.

*Campos Bloque VIII Centro, Bloque XII Lagunillas, Casma 1 y Soledad.* En 2010 se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Belorusneft para la evaluación de los campos Casma 1 y Soledad en Oriente, y Bloque VIII Centro y Bloque XII Lagunillas en Occidente, con la intención de incorporarlos a las áreas operativas de Petrolera Bielovenezolana. En virtud de esto se firmó en la ciudad de Minsk, Belarús, el MDE para la incorporación de las áreas geográficas mencionadas con exclusión de los campos Casma 1 y Soledad por su condición de áreas en la fase de evaluación y la alta incertidumbre asociada a las reservas. Según el PDN se estima alcanzar una producción máxima promedio de 10,6 MBD de 29°-33° API, con un *plateau* de 4 años (2011-2016), para acumular un total de 40,2 MMBls de petróleo y 85,3 MMMPC de gas en los 25 años de la empresa. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan 524 millones de dólares.

Mediante acuerdo de la Asamblea Nacional, publicado el 3 de diciembre en Gaceta Oficial N.º 39.566, se aprobó la modificación del objeto del contrato de Petrolera Bielovenezolana. A la fecha la empresa ha incrementado en su producción de 5,0 MBD respecto al año 2010 por la incorporación de los campos Bloque VIII y Bloque XII.

#### **Estudio Conjunto PDVSA-Cupet (Cuba)**

*Campos Adas, Lido, Limón y Oficina Central.* En diciembre de 2010 se crea la Petrolera Vencupet, S.A. entre la filial CVP 60% y Comercial Cupet, S.A. de Cuba, con una participación accionaria del 40%, para la exploración y producción de petróleo y gas asociado en los campos Adas, Lido, Limón y Oficina Central del estado Anzoátegui.

Según el PDN se estima alcanzar una producción máxima promedio de 8,6 MBD, con un *plateau* de 5 años (2012-2016), para acumular un total de 34,75 MMBls de petróleo y 64,8 MMMPC de



gas en los 25 años de la empresa. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan 606 millones de dólares. Como avance de esta empresa se destaca el inicio de sus operaciones el 1 de abril de 2011. En estos campos se estiman una reservas recuperables de petróleo por el orden de los 1.010 MMBS de petróleo y 1.700 MMPCN de gas. Actualmente Petrolera Vencupet alcanza la producción 1,7 MBD de petróleo, de gravedad promedio de 22°API.

#### **Estudio Conjunto entre PDVSA-Cupet (Cuba)-Sonangol (Angola)**

*Campos Miga y Melones Oeste.* En mayo de 2010 se firmó un MDE para la constitución de una empresa mixta entre la filial CVP (60%), Comercial Cupet, S.A. (20%) de Cuba y Sonangol Pesquisa & Producao, S.A. (20%) de Angola, para la explotación de los campos Miga y Melones Oeste del estado Anzoátegui. Mediante acuerdo firmado en el mismo año y publicado en Gaceta Oficial N.º 39.566 del 3 de diciembre, se aprueba la constitución de Vencupet, S.A., y en 2011 se suscribe el contrato de creación de dicha empresa. Es importante señalar que se está a la espera de la inscripción ante el registro mercantil y del decreto de transferencia para que pueda iniciar sus actividades. Según el plan de negocios se estima producir 94,28 MMBl en 25 años y alcanzar una producción máxima de 20 MBD de petróleo de 11-16 °API. El estimado de inversiones y gastos asciende a 840 millones de dólares.

#### **Estudio Conjunto PDVSA-SIPC (China)**

*Campos Merey, Oca, Oleos y Yopales Sur.* El 26 de noviembre de 2010 se realizó la segunda reunión del Comité Guía del estudio conjunto, en la cual se validó el plan de desarrollo propuesto y se prosiguió con la firma del MDE para la constitución de la empresa mixta el 29 de noviembre, durante un encuentro oficial entre Venezuela y China en la ciudad de Beijing. En el 2011 se continuó con la discusión de los términos y condiciones del proyecto de contrato de constitución de la empresa mixta que se encargará de la explotación de los bloques: Oleos y Yopales Sur: (60% PDVSA/40% SIPC). Aún no se ha llegado a un acuerdo respecto a su creación. La empresa a ser constituida estima producir 108,85 MMBl en los 25 años, con un *plateau* promedio de 24 MBD durante 4 años. Las inversiones y gastos se estiman en 1.191 millones de dólares.

#### **Estudio Conjunto PDVSA-Petropars (Irán)-Petroecuador**

*Campo Dobokubi.* En 2010 se firmó en la República Islámica de Irán un MDE entre la filial CVP y Petropars Uk Limited, para la constitución de una empresa mixta con una participación del 74% y 26% respectivamente. En ese mismo año el Ejecutivo Nacional autorizó la creación de la empresa mixta mediante acuerdo publicado en Gaceta Oficial N.º 39.584 del 30 de diciembre de

2010. En la actualidad los accionistas se encuentran discutiendo los términos del contrato de asociación y constitución.

En el año 2011 se realiza la firma de un MDE entre PDVSA y Petroecuador para la participación de ésta en la nueva empresa mixta, que se hará efectiva por la vía de la cesión de parte de las acciones de PDVSA, una vez constituida Petrovenpersa. Al cierre de 2011 se encuentra pendiente la firma del contrato de la empresa mixta y el acta constitutiva.

Según el PDN se estima producir 302 MMBl de petróleo de 13°API en los 25 años de la empresa e incrementar la producción hasta alcanzar un *plateau* de producción promedio de 38 MBD durante 14 años, con un gasto de inversión estimado de 2.980 millones de dólares.

#### **Estudio Conjunto PDVSA-GPB Neftegaz (Rusia)**

*Campos Lagunillas Tierra y Bachaquero Tierra.* En 2011 se firmó un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Gazprombank Neftegaz Services, para la evaluación de los campos Guara Oeste, Guara Central, GG-401, GM-02, Ganso, Levas y Lejos, en el Oriente del país, y los campos Sur Lago, Bloque V Centro, bloque V(10) Centro, Lagunillas Tierra y Bachaquero Tierra en Occidente. En agosto se presentaron al Comité Guía los resultados del Estudio Conjunto de los campos Lagunillas Tierra y Bachaquero Tierra y se culminó la compilación del plan de negocios, iniciándose y sometiéndose el mismo día ante el Ministerio.

Como resultado de todas estas actividades se firmó el MDE para la inicialización del contrato de constitución y administración de la empresa mixta, que desarrollará sus actividades en los campos Lagunillas Tierra y Bachaquero Tierra, con una participación accionaria del 60% CVP y 40% Gazprombank. El plan de negocios propuesto para los campos Bachaquero Tierra y Lagunillas Tierra estima alcanzar un promedio máximo de 42 MBD y 64 MBD, con un *plateau* que se mantiene durante 13 años para el Campo Bachaquero y 9 años para el Campo Lagunillas, con una producción total acumulada de 808,4 MMBl. Los desembolsos por inversiones y gastos se estiman en 9.399 millones de dólares.

#### **PDVSA-Pluspetrol (Argentina)**

*Campos Cachicamo, Caricari, Socororo y Yopales Norte.* Una vez culminados los informes técnicos de subsuelo e infraestructura y las evaluaciones económicas, en el año 2011 se finalizó la compilación del plan de negocios y se presentaron los resultados al comité guía, el cual dio su respaldo al plan de desarrollo propuesto para producir 57,79 MMBl de petróleo de 10-53°API (promedio 22°API) en los 25 años de la empresa mixta, con un *plateau* promedio de 13,5 MBD durante 3 años y 196,8 MMPCG. Las inversiones y los gastos se estiman en 968 millones de dólares. En diciembre se firmó un MDE para constituir una empresa



mixta para el manejo de los campos Caricari, Socororo, Yopales y Cachicamo del estado Anzoátegui, con una participación accionaria del 80% por parte de la filial CVP y 20% Pluspetrol.

#### **PDVSA-Enarsa (Argentina)**

*Campos Cachicamo, Caricari, Socororo y Yopales Norte.* Debido a que los campos fueron los mismos utilizados en el estudio conjunto entre CVP y Pluspetrol (Argentina), para el desarrollo de los campos Caricari, Socororo y Yopales Norte, PDVSA y el Ministerio tomaron la decisión de adoptar el plan resultante del estudio con Pluspetrol, es decir, una producción acumulada de 57,9 MMBls y 196,8 MMMPCG durante sus 25 años de duración. Esta decisión fue informada por CVP a Enarsa. Según el PDN se estimaba acumular una producción total de 50,3 MMBls de petróleo de 10-53° API, en los 25 años de la empresa mixta, con un *plateau* promedio de 11,5 MBPD durante 4 años y una producción de 67 MMMPCG.

En noviembre la filial CVP envió a Enarsa un borrador del MDE para la constitución de la empresa mixta con una participación de CVP del 60%, Pluspetrol el 20% y Enarsa el 20%. A la fecha aún se encuentra en discusión.

#### **PDVSA-Suelopetrol (Venezuela)**

*Campos Cabimas Este 2, Cabimas Sur, Tía Juana y la Franja de 1 km.* El 29 de diciembre 2009 se firmó un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Suelopetrol para evaluar áreas adyacentes al Campo Cabimas (Tía Juana Tierra, Áreas Cabimas Este 2, Cabimas Sur y la Franja de 1km), con miras a la posible

asignación de dichas áreas a Petrocabimas S.A. Las evaluaciones económicas se finalizaron en 2011 y se resolvió según el PDN un perfil de producción de 252 MMBls de Petróleo de 12,5° API.

#### **Acuerdo de Estudio Conjunto PDVSA-Petrosa (Sudáfrica)**

*Campos Quiamare, La Ceiba Oriente, La Vieja y Cerro Pelado, Tácata, Pato, Tacat y Mata Grande.* En el año 2009 se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Petrosa para evaluar los campos Quiamare, La Ceiba Oriente, La Vieja y Cerro Pelado, en el Oriente del país. En 2010 se finalizó el estudio de las reservas, que arrojó como resultado unas reservas remanentes de aproximadamente 16 MMBls de petróleo liviano y condensado (3,7 MMBls de condensado) y 171,41 MMMPCN de gas. Se decidió no incluir en el plan de explotación los campos La Vieja y Cerro Pelado, por sus escasas reservas y la complejidad de los yacimientos. Previa autorización de la CVP se acordó con Petrosa la iniciación de un estudio de campos adicionales en áreas vecinas (Pato, Mata Grande, Tacat y Tácata), con reservas remanentes asociadas en libros de 130,7 MMBls. En el año 2011 se presentaron los resultados del estudio conjunto de los campos Pato, Mata Grande, Tacat y Tácata, y se acordó generar un único PDN que incorpore además los campos Quiamare y La Ceiba Oriente. Se acordó también la creación de la empresa mixta con un plan consolidado para explotar de 71,6 MMBls (57,3 MMBls reservas probadas + 14,3 MMBls reservas probables) de petróleo y 586,2 MMMPCG (470,5 MMMPCG reservas probadas + 115,7 MMMPCG reservas probables). Las inversiones y gastos se estiman alrededor de los 1.739 millones de dólares.



CUADRO 22

Empresa mixta	Fecha de constitución	Fecha decreto transferencia	Participación PDVSA (%)	Participación socio (%)	Accionista minoritario	País
Petromiranda, S.A.	20/04/2010	29/07/2010	60,00	40,00	Consorcio Nacional Petrolero <sup>1</sup>	Rusia
Petromacareo, S.A.	17/09/2010	2/11/2010	60,00	40,00	Petrovietnam <sup>2</sup>	Vietnam
Petrocarabobo, S.A.	25/06/2010	29/07/2010	60,00	11,00	Repsol <sup>3</sup>	España
				11,00	PC Venezuela <sup>4</sup>	Malasia
				11,00	Petrocarabobo Ganga <sup>5</sup>	India
				7,00	Indoil Netherlands B.V. <sup>6</sup>	India
Petroindependencia, S.A.	25/06/2010	29/07/2010	60,00	34,00	Chevron <sup>7</sup>	Estados Unidos
				5,00	JCU <sup>8</sup>	Japón
				1,00	Suelopetrol <sup>9</sup>	Venezuela
Petrourica, S.A.	14/12/2010	21/12/2010	60,00	40,00	CNPC <sup>10</sup>	China
Petrojunín, S.A.	14/12/2010	21/12/2010	60,00	40,00	ENI <sup>11</sup>	Italia
Petrolera Vencupet, S.A.	3/12/2010	21/12/2010	60,00	40,00	Cupet <sup>12</sup>	Cuba
Petrobicentenario, S.A.	4/04/2011	21/12/2010	60,00	40,00	ENI <sup>11</sup>	Italia

<sup>1</sup> Rosneft Oil Co., Lukoil OAO, Gazprom OAO, TNK-BP LTD. y OJSC Surgutneftegaz; a través del Consorcio Nacional Petrolero, S.R.L. / <sup>2</sup> Petrovietnam: Petrovietnam Exploration Production Corporation LTD. / <sup>3</sup> REPSOL: REPSOL Exploración, S.A. / <sup>4</sup> PETRONAS: Petrolim Nasional Berhad Oil Company SGPS, S.A a través de su subsidiaria PC Venezuela LTD. / <sup>5</sup> OVL: ONGC Videsh LTD a través de su afiliada Petrocarabobo Ganga B.V. / <sup>6</sup> Oil India Limited (OIL) e India Oil Corporation Limited (IOC): a través de la sociedad Indoil Netherlands B.V. / <sup>7</sup> CHEVRON: a través de su subsidiaria CHEVRON Carabobo Holdings APS. / <sup>8</sup> INPEX y Mitsubishi: INPEX Corporation y Mitsubishi Corporation a través de su afiliada Japan Carabobo UK LTD. / <sup>9</sup> Suelopetrol: Suelopetrol C.A., S.A.C.A, a través de su subsidiaria Suelopetrol Internacional, S.A. / <sup>10</sup> CNPC: CNPC Exploration And Development Company LTD (CNPC E&D) a través de su subsidiaria CNPC Venezuela BV. / <sup>11</sup> ENI: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI LASMO, PLC. / <sup>12</sup> Cupet: Comercial Cuba Petróleo, S.A.

### Acuerdo de Estudio Conjunto PDVSA-Petrosaudi (Arabia Saudita)

*Campos Bloque VI Lamar, Bloque V Centro, Bloque V (10) Centro y Sur Lago.* En el año 2011 se firma el Acuerdo de Estudio Conjunto para los campos Bloque VI Lamar, Bloque V Centro, Bloque V, Centro y Sur Lago. El plan propuesto estima desarrollar 205 MMBls de petróleo (130 MMBls reservas probadas, 35 MMBls recuperación mejorada y 40 MMBls reservas probables+posibles) de 31-36°API promedio en 25 años. Según el plan, se estiman inversiones de 3.799 millones de dólares.

### Acuerdo de Estudio Conjunto PDVSA-Ancap (Uruguay)

*Campos Oveja y Yopales Central.* En el año 2011 se firmó Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Ancap para la evaluación de los campos Oveja y Yopales Central. Como gestión del año se ha logrado la consolidación de los capítulos de subsuelo e infraestructura, seguridad industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO).

### Acuerdo de Estudio Conjunto PDVSA-Petrovietnam (Vietnam)

*Campos Bloque I Lagunillas-Bloque IX Lama-Bloque XIV Lama.* En el año 2011 se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Petrovietnam para la explotación de los campos Bloque I Lagunillas-Bloque IX Lama-Bloque XIV Lama, en el Lago de Maracaibo. Dentro de las actividades más relevantes en de este estudio se des-

taca la culminación de la revisión de la documentación (técnica y de costos) y condiciones de la infraestructura.

### Acuerdo de Estudio Conjunto Gazprombank (Rusia)

*Campos Sur Lago, Bloque V Centro, Bloque V (10) Centro (Occidente) Lejos, Ganso, Levas, Guara Oeste, GG-401; GM-02 y Guara Central (Oriente).* En marzo de 2011 se firmó un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Gazprombank Neftegaz Services, para la evaluación de los campos Guara Oeste, Guara Central, GG-401, GM-02, Ganso, Levas y Lejos, ubicados en el oriente del país, así como los campos Sur Lago, Bloque V Centro, Bloque V(10) Centro, Lagunillas Tierra y Bachaquero Tierra, Occidente del país. Se estima retomar las sesiones de trabajo conjunto con el equipo de CVP en el año 2012.

En el cuadro N.º 22 se muestra la fecha de constitución, la participación accionaria y la fecha de decreto de transferencia de las nuevas empresas mixtas.

La duración de estas empresas mixtas va de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Transferencia; en tal sentido, éstas podrán desarrollar actividades primarias durante un periodo de 25 años, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial de dicho decreto. Al finalizar este lapso, podrán solicitar una prórroga de 15 años; de no haber una prórroga, todos los activos pasarán a ser propiedad del Estado.





## Proyecto Socialista Orinoco (PSO)

Tiene como objetivo impulsar la actividad productiva e industrial, en un modelo de desarrollo socialista. Está inscrito en los lineamientos del Gobierno Bolivariano y el Plan Siembra Petrolera, articula en un marco territorial el desarrollo petrolero y no petrolero en el eje Apure-Orinoco. Su puesta en marcha permitirá el desarrollo integral de la región norte del Orinoco con la infraestructura socioproductiva para contribuir a la desconcentración del territorio nacional. Abarca las líneas programáticas: vialidad y transporte, electricidad, agua y saneamiento, hábitat y vivienda, salud, educación, socioproductivo. Dentro de su gestión se destaca:

**Vialidad y transporte:** finalización de la ingeniería conceptual del Sistema de Transporte y Manejo de Sólidos en la FPO (360 km). Culminación de las ingenierías de detalle de los proyectos de rehabilitación mayor de las vías (1.222,70 km): Local 9, Tramo: Empalme TO15 Pariaguán-Mapire (140 km), Troncal 16, Tramo: El Tigre-Soledad (115,7 km), Local 9, Tramo: Empalme TO15-Espino (75 km), Local 9, Tramo: Espino-Parmana (90 km), Troncal 15, Tramo: Valle la Pascua-El Tigre (220 km), Troncal 19, Ciudad Bolívar-Caicara (343 km), Troncal 15, Temblador-Barrancas (64 km), Troncal 12, Las Mercedes-Cabruta (175 km).

**Electricidad:** ejecutada ingeniería conceptual para Plan de Obras de Recuperación de Redes en Media y Baja Tensión (34.5 kv, 13.8 kv, 208 v y 120 v) para Chaguaramas en el área Carabobo. Ejecutado 50% de la ingeniería básica de subestaciones eléctricas y red de transmisión asociadas en 115 kv y 34.5 kv para apalancar la producción temprana permanente en los bloques del área Junín. Ejecutada ingeniería conceptual para el Plan de Fortalecimiento de Redes Eléctricas en Media y Baja Tensión (34.5 kv, 13.8 kv, 208 v y 120 v) y el Plan de Mantenimiento y Mejoras de la FPO.

**Agua y saneamiento:** culminada la ingeniería conceptual del Proyecto Acueducto Mayor Junín, se inició la ingeniería conceptual del Proyecto Acueducto Mayor Ayacucho. Implantado el Programa Educativo Ambiental Agua en Nuestras Vidas, al sur del estado Anzoátegui, en acciones conjuntas con Hidroven e Hidrocaribe y apoyados por la Zona Educativa del estado Anzoátegui. En ejecución Plan Maestro para agua potable y saneamiento en Chaguaramas, Barrancos de Fajardo, Soledad, Mapire, Zuata, Valle de la Pascua, Santa María de Ipire, Cabruta, Santa Rita y Espino.



**Hábitat y vivienda:** se elaboró el Plan de Expansión Urbana de Soledad, Proyecto de Urbanismo y Construcción de 576 unidades habitacionales como parte de la estrategia de desarrollo territorial de ciudades previsto en la FPO. Ejecución de la ingeniería de detalle del Proyecto Urbanismo y construcción de 333 viviendas en San Diego de Cabrutica con levantamiento topográfico y estudio geotécnico. Se elabora el Plan Especial de Crecimiento Urbano de Palital (PDVSA Industrial) para promover la regulación y el desarrollo urbano armónico asociado a la actividad industrial del eje Palital-Mamo.

**Salud:** se encuentra en elaboración el análisis situacional de salud de la FPO que incluye la estimación de la oferta, estimación de la demanda y el balance con la infraestructura existente, de donde se han determinado las acciones tempranas con el fortalecimiento de la red primaria y dos centros de referencia del Sistema Barrio Adentro con un Centro Diagnóstico Integral dotado de quirófano y rayos X, áreas de pediatría y maternidad en San Diego de Cabrutica (estado Anzoátegui) y otro Chaguaramas (estado Monagas).

**Educación:** certificados 1.200 brigadistas de construcción Misión Ribas, incorporados a la Gran Misión Vivienda Venezuela: alba-

ñiles 600; electricistas 250; cabilleros 175; herreros 175. Egresaron 25 profesionales en la Maestría en Producción, Mejoramiento/Refinación de Petróleo Extrapesado, en ejecución del convenio con la empresa Total-IFP y CVP; dichos profesionales fueron incorporados en las actividades petroleras, específicamente en la FPO. Se iniciaron cursos de electricidad e instrumentación con la participación de 120 vencedores de la Misión Ribas Integral. En proceso de selección 240 nuevos participantes. Se realizaron sinergias y coordinaciones con instituciones relacionadas en el área educacional, a fin de establecer un sistema integral de educación en la FPO, tomando en cuenta las infraestructuras ya existentes, en línea con el Ministerio del Poder Popular para la Educación (MPPE) y la Fundación de Edificaciones y Dotaciones Educativas (FEDE).

**En industrial/socio-productivo:** se culminó la ingeniería conceptual del proyecto Base Petroindustrial Socialista (BPISO) de Soledad, municipio Independencia, estado Anzoátegui. Se culminó la ingeniería conceptual del proyecto Muelle Auxiliar y de Servicios de Soledad. Se culminó la Fase de Visualización de los siguientes proyectos industriales: Estudio de Rocas y Minerales no Metálicos en la FPO y Comedores Industriales en la FPO (COMIND).

# Gas

*PDVSA Gas, filial de PDVSA, actualmente conformada por los negocios de Producción, Compresión, Procesamiento de LGN y Metano, tiene como actividades la exploración y explotación de gas no asociado, compresión, extracción y fraccionamiento de LGN, transporte, distribución y comercialización de gas metano; dada su importancia, esta industria está presente en casi todo el país.*







Las actividades de exploración y producción correspondientes al negocio del gas son ejecutadas por PDVSA Petróleo; PDVSA Gas; diversas empresas mixtas de CVP y licencias de gas en tierra otorgadas en 2001 y 2007; la compresión del gas y el procesamiento del gas natural es responsabilidad exclusiva de PDVSA Gas, mientras que la comercialización de sus derivados (metano, etano, LGN y GLP) es realizada entre PDVSA Gas y PDVSA Gas Comunal. La comercialización de LGN en el mercado de exportación la realiza PDVSA Petróleo, en representación de PDVSA Gas.

## Producción y disponibilidad de gas natural

A nivel nación la producción de gas natural para el año 2011 fue de 7.125 MMPCD y recibió un promedio de 205 MMPCD de gas metano de las empresas Chevron y ECOPEPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, razón por la cual la disponibilidad total de gas natural a nivel nación se ubicó en 7.330 MMPCD. (Ver cuadro N.º 23)

Del total disponible a nivel nación, el volumen destinado a consumo propio de PDVSA fue de 5.216 MMPCD (71%) y el entregado a ventas de gas metano de 2.114 MMPCD (29%), para cubrir los requerimientos del mercado local (sector eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, comercializadoras, doméstico y petroquímico).

## Compresión de gas

Se logró operar de manera eficiente y segura 121 plantas (70 en Oriente y 51 en Occidente) y 399 unidades de compresión (255 en Oriente y 144 en Occidente), lográndose el manejo de un volumen promedio de 4.624 MMPCD de gas, una producción de petróleo asociada de 1.155 MBD y una producción de LGN de 55 MBD.

## Producción y venta de Líquidos de Gas Natural (LGN)

Los procesos de extracción y fraccionamiento de LGN son procesados por PDVSA Gas a nivel nacional, a través de 12 plantas de extracción (6 en Oriente y 6 en Occidente) y tres plantas de fraccionamiento (1 en Oriente y 2 Occidente). La capacidad total instalada de procesamiento es 4.855 MMPCD y la de fraccionamiento es 268 MBD. Se dispone de 381 km de poliductos en el Oriente del país, siendo la capacidad efectiva de fraccionamiento de LGN de 242 MBD.

Para el año 2011, las operaciones de extracción y procesamiento de LGN alcanzaron un volumen de 138 MBD y se destinaron en los siguientes sectores: 30 MBD al mercado de exportación y 108 MBD al mercado local (78 MBD vendidos a terceros y 30 MBD de ventas interfiliales).

CUADRO 23 Disponibilidad total de gas natural

Producción y disponibilidad de gas natural	Volumen (MMPCD)
PDVSA Gas	937
Anaco	865
San Tomé	41
Sipororo	31
PDVSA Petróleo	5.130
CVP	721
Licencias <sup>1</sup>	337
<b>Total producción nación</b>	<b>7.125</b>
Compras <sup>2</sup>	205
<b>Total disponible</b>	<b>7.330</b>

<sup>1</sup> Quiriquire Gas, Guárico Gas e Ypergas.

<sup>2</sup> Chevron y Ecopetrol.

Las exportaciones de propano y butano se dirigieron fundamentalmente a Curazao, mientras que la gasolina natural se exportó principalmente a Brasil, Estados Unidos y Bahamas.

## Metano Transporte y distribución

A escala nacional se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas metano de 4.648 km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8 a 36"), a fin de satisfacer los requerimientos de los sectores doméstico, comercial e industrial, siendo los principales sistemas de transporte: Anaco-Barquisimeto; Anaco-Jose/Anaco-Puerto La Cruz; Anaco-Puerto Ordaz; Ulé-Amuay; Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO); Costa Oeste y Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. En el año 2011 se incorporaron 216 km de tuberías nuevos, de los cuales 177 km pertenecen a la etapa I del nuevo gasoducto en construcción, en la zona oriental del país el gasoducto nor-oriental G/J José Francisco Bermúdez (Tramo Barbacoa-Cumaná-Margarita); 19 km del nuevo lazo Marón-Barquisimeto (ENELBAR IV) de la ampliación del sistema Anaco-Barquisimeto; 7 km del Uprating Epa-Soto como uno de los tramos de la rehabilitación de tuberías a nivel nacional; 12 km del ramal de distribución de gas metano hacia El Complejo Habitacional Fabricio Ojeda y ramal de distribución de gas metano hacia La Parroquia Los Cortijos, así como 1 km de red para la incorporación de usuario del sector industrial y estación de medición y regulación a usuario del sector avícola. Mediante un adecuado manejo y balance de esa infraestructura, se logró transmitir y distribuir en forma segura y confiable el gas metano a los diversos sectores conectados a los sistemas de transporte y distribución de gas metano, con una utilización de 83% de la capacidad instalada.

*En 2011 la producción  
de gas natural alcanzó  
los 7.125 MMPCD*

*Principales  
actividades*

3

107





## Comercialización

En lo que respecta a la comercialización del gas metano, la entrega al mercado nacional se ubicó en 2.114 MMPCD, siendo el mayor volumen al mercado interno con un 59%, seguido del sector petrolero con 21% y el petroquímico con 20%.

Entre los sectores con mayor volumen de gas entregado en el mercado interno se encuentran el eléctrico con 44%, siderúrgico con 19% y manufacturero con 16%; el 21% restante está distribuido en el resto de los sectores (distribuidores, cemento, aluminio y doméstico). El detalle puede verse en el cuadro N.º 24.

El volumen de gas metano suministrado al sector doméstico es para cubrir la demanda de usuarios residenciales y comerciales que, al cierre del año 2011, estaba integrado aproximadamente por 316.000 usuarios conectados a la red de distribución de gas. 91% de estos usuarios se encuentra ubicados en la Gran Caracas, seguido por Valencia, Barquisimeto, Guanta, Anaco, Barinas, Cagua, Maturín y La Vela de Coro.

## Proyectos de PDVSA Gas

**Proyecto Gas Anaco (PGA).** A continuación se presentan las actividades ejecutadas en el año 2011:

- **Centro Operativo Campo San Joaquín:** en fase de implantación, con un avance físico acumulado al cierre de 2011 de 83%.
- **Centro Operativo Zapato Mata R:** se firmó contrato con empresa constructora para la ejecución de la obra y construcción del Centro Operativo y Sistema de Recolección del Campo Zapato Mata R del Proyecto Gas Anaco.
- **Centro Operativo Santa Rosa:** se culminó la obra Vialidad de Acceso a Pozos Planta de Agua Santa Rosa II y se firmó contrato con empresa que ejecutará la obra de completación de la construcción del Centro Operativo y Sistema de Recolección del Campo Santa Rosa del Proyecto Gas Anaco.

**Proyecto Gas San Tomé.** En 2011 se otorgó a una empresa mixta ingeniería, procura y construcción de Planta Compresora Boca II y Sistema de Transmisión Chimire-Soto. Actualmente en revisión de documentación técnica de los proyectos para presentación de oferta.

**Interconexión Centro Oriente Occidente (ICO).** Se continuó con la construcción de la obra Completación Mecánica y Puesta en Servicio de Planta Compresora Altagracia. Hasta ahora se han completado las especificaciones técnicas para efectuar el proceso de contratación para la Completación Mecánica y Puesta en Servicio de Planta Los Morros y se ejecutan las obras de Adecuación del Gasoducto Nurgas (desde Altagracia de Orituco hasta Morón), lo cual permitirá el incremento de presión (*uprating*).

**CUADRO 24** Comercialización del gas metano en el mercado interno

Ventas de gas natural	Volumen (MMPCD)	%
Mercado interno	1.243	59%
Aluminio	45	4%
Cemento	94	8%
Distribuidor	105	8%
Doméstico	15	1%
Eléctrico	552	44%
Manufacturero	198	16%
Siderúrgico	234	19%
Petrolero	438	21%
Petroquímico-Pequiven	433	20%
<b>Total ventas</b>	<b>2.114</b>	<b>100%</b>

## Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose (ACFJ)

En 2011 se inició el tendido de tubería del tramo 1 y 2 del Nuevo Poliducto San Joaquín Jose a través de pruebas hidrostáticas.

## IV Tren de Extracción San Joaquín

En 2011 se logró la ejecución de las siguientes actividades: instalación de fibra óptica desde planta de generación hasta la sala de control, inicio de comisionamiento de los transformadores 750 KW, movilización, montaje e instalación temprana del turbogenerador en cumplimiento con la autosuficiencia energética de la planta.

## Gasoducto Nor-Oriental G/J José Francisco Bermúdez (Sinorgas)

Durante el año 2011 se ejecutaron 61 km de soldadura y tendido de tuberías de 36" y 16" para completar un total acumulado de 191 km en la Etapa I del proyecto, ubicado desde la población de Barbacoa en el estado Anzoátegui hasta la ciudad de Güiría en el estado Sucre y se efectuó la culminación mecánica del tramo Cariaco-Araya que comprende 51 km de tubería de 16".

## Gasificación nacional

El proyecto cerró el año 2011 con la construcción de 133 km de redes y 1.134 km de líneas internas, para la incorporación de 29.778 usuarios domésticos a nivel nacional, según se muestra a continuación. (Ver cuadro N.º 25)

Adicionalmente se ejecutaron las siguientes actividades:

- Se firmó contrato con el consorcio portugués DST/VISABEIRA para la ejecución de la ingeniería básica del anillo principal



**CUADRO 25** Gasificación nacional

Estado	Usuarios
Distrito Capital	12.821
Anzoátegui	5.584
Miranda	3.099
Barinas	3.052
Carabobo	1.736
Aragua	1.707
Lara	725
Monagas	530
Zulia	494
Guárico	30
<b>Total</b>	<b>29.778</b>

- que suministrará gas metano directo a la ciudad de Cumaná.
- Se creó la empresa mixta Venezuelagazstroi, S.A., en conjunto con Belgazstroi S.A., la cual inició sus operaciones en septiembre en la Parroquia Sucre del Municipio Libertador de Caracas.
- Se firmó el acuerdo para el levantamiento catastral a nivel nacional, dentro del Convenio entre PDVSA y la Misión Ribas, previa formación a través del Instituto Geográfico Simón Bolívar.
- Se firmó el convenio con Corsobain (empresa mixta constituida por PDVSA Asfalto y la Gobernación de Barinas), para el asfaltado a nivel nacional.
- En proceso de conformación de la Empresa Nacional de Gasificación de Ciudades.

### Gas doméstico

PDVSA Gas Comunal ha logrado consolidar una estructura organizativa para enfrentar los retos diarios que nos presenta nuestra actividad principal, destinada básicamente al transporte, almacenamiento, envasado y distribución de GLP desde las plantas de llenado hasta el usuario final, incluyendo dentro de su cadena de valor, la fabricación y reparación de bombonas, tanques y válvulas.

Con la ocupación de las 14 plantas de llenado, PDVSA Gas Comunal pasa a controlar 54 de las 84 plantas de llenado existentes a nivel nacional (64% del sector en términos de plantas de llenado). Paralelamente pasó a posicionarse con el 74% del volumen de GLP del mercado interno. De esta forma en 2011 se transportaron desde las fuentes de suministro un total acumulado de 1.481.814 m<sup>3</sup> (31 GLP). El volumen de ventas de bombonas para el año 2011 fue de 1.128.753 m<sup>3</sup> (24 MBD), un incremento de 31%.

Es importante hacer énfasis en el siguiente hecho: en el país no se fabricaban tanques estacionarios desde 2006, actividad que fue retomada por PDVSA Gas Comunal en el transcurso del año 2011 para obtener la fabricación y reparación de 1.965 tanques de GLP de diferentes capacidades, según las necesidades existentes en los sectores doméstico y comercial que conforman el mercado interno. Paralelamente en este período se han producido y reparado de manera permanente 702.533 bombonas (10, 18 y 43 kg), un 114% más que en el año 2010, con 327.884 bombonas. A propósito de esto se destaca la puesta en práctica del programa de sustitución de bombonas de 10 kg por bombonas de 18 y 43 kg. El volumen de ventas para el 2011 fue de 258.264 unidades a un precio justo, beneficiando a un total de 153.442 familias venezolanas.

NOTA: Mayor información sobre PDVSA Gas Comunal se encuentra en el *Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2011* que se acompaña.

## *Refinación*

*PDVSA, en su negocio de refinación, tiene como orientación la expansión de sus operaciones tanto en la República, como en el Caribe, Centroamérica, Suramérica, y la diversificación de mercado en Asia y Europa. Esto con la finalidad de obtener mayor cantidad de productos refinados de alto valor comercial. Con el objetivo de aumentar su capacidad y complejidad, PDVSA ha invertido en su Sistema de Refinación Nacional e Internacional a lo largo de los años, permitiendo mantener los estándares de calidad exigidos a nivel mundial. En los últimos años, viene ejecutando proyectos de conversión profunda en sus refinerías en Venezuela, lo cual le permitirá fortalecer su portafolio de productos de exportación.*

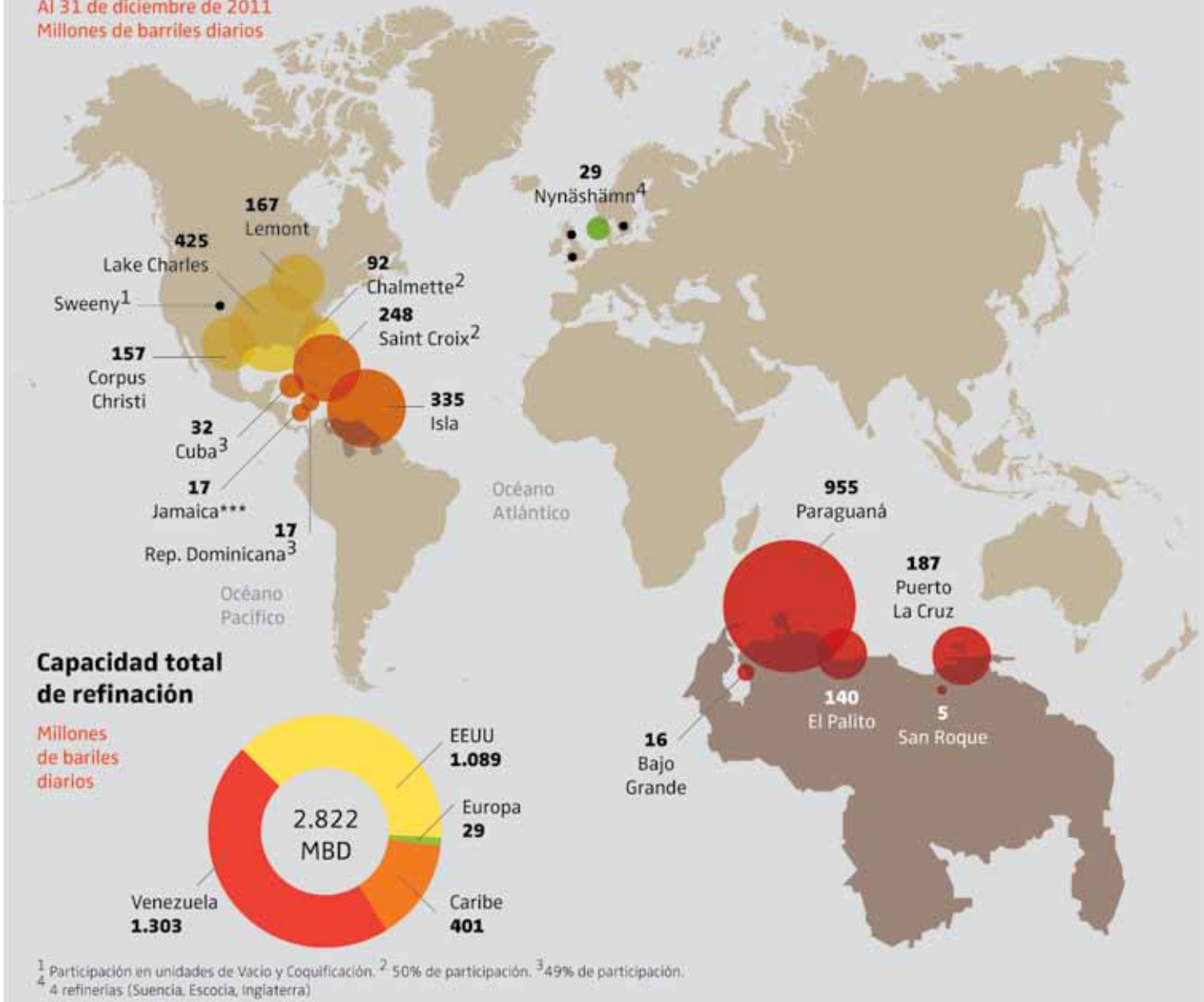




Imagen N.º 3

## Operaciones de refinación de PDVSA

Al 31 de diciembre de 2011  
Millones de barriles diarios



### Capacidad de refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en la República, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial fue de 2.822 MBD para el 31 de diciembre de 2011.

El anterior diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2011. (Ver imagen N.º 3)

El cuadro N.º 26 muestra la capacidad de refinación y el porcentaje de participación de PDVSA al 31 de diciembre de 2011.

### Refinación nacional

El negocio de refinación nacional de PDVSA cuenta con 6 refinerías: Amuay, Bajo Grande, Cardón, El Palito, Puerto La Cruz y San Roque, ubicadas en diferentes regiones del país. El volumen de petróleo procesado en el Sistema de Refinación Nacional fue

de 991 MBD. Adicionalmente se procesaron 131 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 1.122 MBD de productos, de los cuales 342 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 334 MBD a jet y destilados, 256 MBD a residuales, 8 MBD a asfaltos, 4 MBD a lubricantes y 178 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

El margen bruto de refinación durante el año 2011 fue de 1,65 US\$/Bl de petróleo más insumos procesados, mientras que el costo de procesamiento del sistema de refinación, excluyendo depreciación y consumo propio para el mismo periodo, fue de 3,53 US\$/Bl de petróleo más insumos procesados.

La descripción de las refinerías que componen el Sistema de Refinación Nacional se detalla a continuación:



# Capacidad mundial de refinación: 2.822 MBD

Principales actividades

3 113

**CUADRO 26** Capacidad de refinación y porcentaje de participación de PDVSA al 31 de diciembre de 2011

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad de refinación	
			Capacidad nominal (MBD)	Participación neta PDVSA (MBD)
<b>Venezuela</b>				
CRP, Falcón	PDVSA	100	955	955
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	187	187
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	16	16
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
<b>Total Venezuela</b>			<b>1.303</b>	<b>1.303</b>
<b>Caribe</b>				
Isla, Curazao <sup>1</sup>	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos, Cuba	Cuvenpetrol <sup>2</sup>	49	65	32
Jamaica	Petrojam <sup>3</sup>	49	35	17
Haina, República Dominicana	Refidomsa PDVSA <sup>4</sup>	49	34	17
<b>Total Caribe:</b>			<b>469</b>	<b>401</b>
<b>Estados Unidos</b>				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Chalmette, Louisiana	Chalmette <sup>5</sup>	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	Hovensa <sup>6</sup>	50	495	248
<b>Total Estados Unidos</b>			<b>1.428</b>	<b>1.089</b>
<b>Europa</b>				
Nynashamn, Sweden	Nynas <sup>7</sup>	50	29	15
Gothenburg, Sweden	Nynas <sup>7</sup>	50	11	5
Dundee, Scotland	Nynas <sup>7</sup>	50	9	4
Eastham, England	Nynas <sup>7</sup>	25	18	5
<b>Total Europa</b>			<b>67</b>	<b>29</b>
<b>Total mundial</b>			<b>3.267</b>	<b>2.822</b>

<sup>1</sup> Arrendado en 1994. El contrato de arrendamiento termina en el 2019. / <sup>2</sup> Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A. / <sup>3</sup> Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ). / <sup>4</sup> Una empresa mixta con Refidomsa. / <sup>5</sup> Una empresa mixta con ExxonMobil Co. / <sup>6</sup> Una empresa mixta con Hess Co. / <sup>7</sup> Una empresa mixta con Neste Oil AB.



### Centro de Refinación Paraguana (CRP)

Tiene una capacidad nominal de 955 MBD y está conformado por las refinerías: Amuay, con 645 MBD y Cardón, con 310 MBD, ubicadas en la Península de Paraguana, estado Falcón. Adicionalmente se encuentra integrada la Refinería Bajo Grande, estado Zulia, con una capacidad de 16 MBD y destinada a la producción de asfalto. El CRP cubre el 66% de la demanda de combustibles a nivel nacional, incluyendo la transferencia de componentes para mezclas y productos terminados al resto de las refinerías que conforman el circuito nacional.

En lo que respecta al mercado internacional, el CRP produce gasolina cumpliendo con las especificaciones de mercado más estrictas a escala mundial. En 2011 fueron despachados 17 cargamentos (4,13 MMBls) de gasolina RBOB hacia Estados Unidos. Actualmente se mantiene en progreso el proyecto de adecuación de Conversión Media y Profunda del CRP (PACMYP), cuya puesta en marcha se estima para el año 2017, con el objetivo aprovechar la capacidad instalada de la Refinería de Amuay para procesar hasta 580 MBD, minimizando la producción de combustibles residuales y permitiendo la conversión de éstos a productos destilados de mayor valor comercial, principalmente diesel calidad Euro V y bases lubricantes Tipo II y III. Por otra parte se encuentra en fase de implantación la unidad de tratamiento de nafta de Amuay (HNAY) para producir gasolina de exportación de 30 Ppm y se encuentra en fase de definición un proyecto equivalente para la Refinería de Cardón con el objeto de reducir el contenido de azufre de la gasolina del mercado local.

El volumen de petróleo procesado en el CRP durante el año 2011 fue de 699 MBD y se procesaron también 78 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 777 MBD de productos, de los cuales 221 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 255 MBD a jet y destilados, 188 MBD a residuales, 8 MBD a asfaltos, 4 MBD a lubricantes y 101 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

### Refinería Puerto La Cruz (PLC)

Ubicada en Puerto La Cruz, estado Anzoátegui, la Refinería PLC cuenta con una capacidad nominal de procesamiento de petróleo liviano, mediano y pesado de 187 MBD, operando de forma integrada con la Refinería San Roque, ubicada en Santa Ana, estado Anzoátegui, la cual posee una capacidad nominal de 5 MBD de petróleo parafinoso, para un total de capacidad nominal de procesamiento de petróleo en el complejo de Refinación Oriente de 192 MBD. Los productos obtenidos en este Complejo de Refinación (GLP, Naftas, Gasolinas, Jet, Diesel, Residuales y Parafina) se destinan en un 44% al mercado local y transferencias entre las refinerías del circuito nacional, mientras que 56% de la produc-



ción se destina al mercado de exportación, dirigida a los países del Caribe, Centro y Suramérica, Europa y Asia.

Durante el año 2011 se llevaron a cabo diversos trabajos con el objetivo de garantizar la integridad mecánica, aumento de la confiabilidad y continuidad operacional de los equipos y unidades de proceso del Complejo de Refinación Oriente, que permitieron alcanzar un cumplimiento de 93% de las entregas planificadas al mercado local y exportación.

Se continuaron los trabajos de preparación del sitio del Proyecto Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz. En septiembre se dio inicio al contrato de Ingeniería, Soporte a la Procura y Gerencia de Construcción con el Consorcio CONFEEED (JGC, Chiyoda e Inelectra), con lo que comienza la Fase II IPC del proyecto. Igualmente, durante 2011 comenzó el plan de formación de artesanos mediante el método Acreditar y se recibieron los primeros reactores de hidrotreamiento e hidrocrackeo almacenados en el CIJAA. Mediante la implantación de este proyecto la Refinería Puerto La Cruz se orientará hacia el



procesamiento de petróleo pesado y extrapesado de la FPO, con fecha de arranque estimada para 2015. El alcance del proyecto incluye la remodelación de las unidades de destilación para aumentar su capacidad de 187 a 210 MBD, la construcción de una unidad de vacío de 117 MBD, una unidad de Conversión Profunda HDHPLUS® (tecnología venezolana) de 50 MBD, una Unidad de Hidroprocesamiento Secuencial (SHP), tecnología Axens de 100 MBD, unidades auxiliares y de servicios, así como tanques de almacenamiento, sistema de mechurrios, edificaciones, sala de control y salas satélites.

El volumen de petróleo procesado en la RPLC durante el año 2011 fue de 169 MBD. Adicionalmente se procesaron 62 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 231 MBD de productos, de los cuales 74 MBD corresponden a Gasolinas y Naftas, 61 MBD a Jet y Destilados, 28 MBD a Residuales y 68 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

### **Refinería El Palito**

Tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD y se encuentra ubicada en la región central del país, específicamente en el estado Carabobo. En la actualidad se procesa petróleo mediano a través del que se obtienen productos suministrados al mercado doméstico, excepto el excedente de jet y residual que se destinan a la exportación. La nafta pesada atmosférica (HSR) se destina hacia la Refinería de Puerto La Cruz para su procesamiento en las unidades de Reformación Catalítica, lo que permite mayor disponibilidad de corrientes de alto octanaje para el *pool* de gasolinas. La Unidad de FCC tiene una capacidad de procesamiento de 70 MBD y contribuye a la generación de componentes para la preparación de gasolinas. Durante 2011 se apoyó al sistema de refinación con la entrega de Alquilate (producto de alta valorización) para Puerto La Cruz y CRP-Cardón, lo cual constituye un aporte para el suministro confiable de combustibles a otras entidades del país sin incurrir en requerimientos adicionales de básicos para refinería.



## 1.183 MBD de petróleo procesados a través de negocios internacionales

En 2011 se culminó el Proyecto Rampa, lo que ha permitido incrementar la flexibilidad operacional, dada la recuperación de 2 puestos para la recepción y despacho de buques, así como el cumplimiento del lineamiento del Ministerio en cuanto a la entrega de combustibles marinos.

En relación con las metas a mediano plazo, está contemplado un proyecto de expansión de la refinería para su adecuación a las exigencias de calidad del mercado nacional e internacional en lo referente a las gasolinas y diesel. El arranque se estima para el año 2015, cuando iniciará el procesamiento de petróleo pesado de 22°API y residual de petróleo pesado para la generación de productos livianos de alto valor económico bajo las especificaciones que de acuerdo con el TIER II (norma estadounidense que busca regular las emisiones producto de la combustión de los motores en vehículos de distintos tamaños, combustibles y usos). El alcance contempla la instalación de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar petróleo de 22°API; una planta de hidrotreatmento de naftas y una reformación catalítica (CCR) para obtener nafta reformada de octanaje 104 RON (Research Octane Number o número de octano de investigación), que alimentará al complejo de aromáticos y a las mezclas de gasolina; la instalación de una planta de hidrotreatmento de diesel para incrementar el índice de cetano a 51 y disminuir el contenido de azufre hasta 7 ppm (partes por millón); la instalación de una planta de hidrotreatmento de VGO para alimentar a la unidad de FCC y posteriormente producir gasolinas destinadas al mercado local y de exportación con calidad TIER II.

El volumen de petróleo procesado en la RELP durante el año 2011 fue de 127 MBD. Adicionalmente se procesaron 91 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 218 MBD de productos, de los cuales 98 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 61 MBD a jet y destilados, 49 MBD a residuales y 10 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

### Refinación internacional

PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar un volumen de petróleo durante el año 2011 de 1.183 MBD (565 MBD). Adicionalmente se procesaron 152 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. El volumen de productos obtenidos en 2011 fue de 1.335 MBD, de los cuales 497 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 444 MBD a jet y destilados, 129 MBD a residuales, 16 MBD a asfaltos, 12 MBD a lubricantes, 87 MBD a petroquímicos y 150 MBD a otros productos entre los que se incluyen GLP y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

En 2011 se produjeron dos importantes cambios en cuanto a participación de PDVSA en el negocio internacional de refinación: el 1 de mayo se concretó la venta a la empresa rusa Rosneft

de las acciones de PDVSA en Ruhr Oel GmbH y se incorporó a partir de enero el aporte de la empresa Refidomsa, en la cual PDVSA tiene una participación accionaria de 49% desde diciembre de 2010.

En 2011 el mejor ambiente comercial favoreció los márgenes de refinación, que mejoraron ligeramente respecto a los de 2010. Sin embargo, la ganancia bruta no fue suficiente para superar los resultados del año anterior en la mayoría de las refinerías del exterior en las que PDVSA tiene participación accionaria, por lo que continuaron los esfuerzos de reducción de gastos operacionales e inversiones y apoyo a las iniciativas de mayor eficiencia operacional y menor consumo energético, enfocadas en operar con unidades de mayor aporte al margen bruto de refinación y menor costo operativo.

### Norteamérica

#### CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA tiene presencia en el mercado de Estados Unidos por medio de las refinerías Lake Charles en Louisiana; Corpus Christi en Texas y Lemont en Illinois. La Refinería Lake Charles, con una capacidad de refinación de 425 MBD, es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos. Situado en la zona del Golfo de México, además de la refinería agrupa una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas. La Refinería Corpus Christi, también ubicada en la costa del Golfo de México, se compone de dos plantas que consolidan en conjunto una capacidad de refinación aproximada de 157 MBD, y la Refinería Lemont, ubicada estratégicamente en la región norte del medio oeste norteamericano, con una capacidad de refinación de 167 MBD, que procesa principalmente petróleo canadiense y otros petróleos pesados disponibles en la región. En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

Durante el año 2011 se procesaron 659 MBD de petróleo. El porcentaje de rendimiento de productos de alto valor agregado fue de 87,6%, un aumento superior al 2% en comparación con el promedio alcanzado en los últimos tres años. Este aumento se debe en parte a la entrada en operación de las unidades de manufactura de destilados de mínimo contenido de azufre (ULSD, por sus siglas en inglés). En Corpus Christi, la unidad fue puesta en servicio a comienzos de 2011, y en Lemont a finales de 2010. La excelente operación de estas nuevas plantas cubrió las expectativas de diseño y contribuyó positivamente a la mejora del margen de refinación de ambas refinerías.

Aprovechando el periodo de márgenes bajos de refinación, en el primer trimestre de 2011 se completaron con éxito las paradas programadas de las unidades de Craqueo Catalítico N.º 2 y Alquilación en Corpus Christi. En Lake Charles se completaron las paradas programadas de las unidades de Alquilación y

Craqueo Catalítico B, al igual que en el primer trimestre de 2011. Durante los meses de junio y julio en esta última refinería se completaron las paradas programadas de las Unidades de Petróleo E y de Coquificación N.º 2.

### **Chalmette Refining (CRLLC)**

Es una empresa mixta integrada por PDVSA y ExxonMobil, con participación de 50% para cada socio. La refinería localizada en la ciudad de Chalmette, Louisiana, tiene una capacidad de procesamiento de petróleo de 184 MBD y en ella se procesa petróleo mejorado, producido por la empresa mixta Petromonagas. PDVSA, a través de PDV Chalmette, tiene la opción de comprar hasta el 50% de los productos refinados obtenidos en ella.

En la parte ambiental se redujeron los incidentes en cerca del 30% respecto al año anterior (22 vs 35), gracias a la aplicación de mejores prácticas en programas ambientales.

Durante 2011 esta refinería procesó 131 MBD de petróleo, un volumen menor al de periodos anteriores, debido a que durante todo el año operó bajo el nuevo modelo de negocio implementado a final de 2010 en el cual las unidades de procesos menos eficientes y con altos costos de mantenimiento estuvieron paradas. En el mes de octubre se realizó la parada programada de la Unidad de Recobro de Azufre 2.

### **Merey Sweeny LP (MSLP)**

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de coquificación retardada de 58 MBD y una unidad de destilación de petróleo al vacío de 110 MBD, ambas integradas dentro de una refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación cada parte posee el 50% de participación. ConocoPhillips ha entrado en acuerdos de suministro de petróleo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny con petróleo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de 175 a 190 MBD de petróleo merey de 16 °API desde la República. La duración del contrato es de 20 años y se vende a precio de mercado paridad Maya. Los ingresos de Sweeny consisten 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. A partir de 2009 ConocoPhillips Company y Sweeny Coker Investor Sub, Inc. invocaron su derecho a adquirir los intereses y obligaciones de PDV Texas, Inc y PDV Sweeny Inc. en el negocio Merey Sweeny L.P. Todas estas acciones fueron rechazadas por parte de PDVSA y actualmente se revisa la situación jurídicamente.

### **Hovensa, llc**

PDVSA Virgin Islands posee 50% de las acciones en la Refinería Hovensa, ubicada en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos, en

sociedad con Hess Corporation, con una capacidad de refinación de 495 MBD. PDVSA tiene contratos de suministro de petróleo Mesa y Merey a largo plazo con Hovensa. La refinería está estratégicamente ubicada para suministrar gasolina y lubricantes a los mercados de la Costa del Golfo y todo el litoral del este de los Estados Unidos. Hovensa también recibe y procesa otros petróleos foráneos.

La refinería opera una unidad de craqueo catalítico fluidizado (FCC) con capacidad de 150 MBD, una de las más grandes del mundo. Además Hovensa opera una unidad de coquificación retardada con capacidad de 58 MBD.

Durante el año 2011 la Refinería Hovensa procesó 283 MBD de petróleo, mientras que para el año 2010 el volumen procesado fue de 389 MBD. Esta reducción se debió principalmente a la implementación de un nuevo esquema operacional a partir de enero en el que se fueron desincorporando diferentes unidades de procesos poco eficientes y costosas, hasta estabilizar la operación a menor capacidad de procesamiento. Se realizaron las paradas programadas de las Unidades de Reformación 3 y 4, Hidrotratamiento 6 y Recobro de Azufre 3.

### **Caribe Refinería Isla**

Ubicada en Curazao, fue construida en 1915 e inició sus operaciones en 1918. En 1985 PDVSA asumió sus operaciones por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno de Curazao que culmina en 2019. Desde entonces PDVSA ha operado la refinería con una exitosa trayectoria de procesamiento, producción e índice de seguridad mediante inversiones realizadas en recursos humanos y proyectos de capital.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa petróleos venezolanos livianos y pesados para la producción de naftas, gasolinas, destilados, jet, residual, bases lubricantes nafténicas y parafínicas y asfalto. Los productos obtenidos se suministran en su mayoría al Caribe y Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. También envía y recibe algunas corrientes de intercambio con las refinerías venezolanas. La refinería cuenta con un complejo de lubricantes que permite la elaboración de bases parafínicas y nafténicas.

Otro proyecto notable en los últimos años es el mejoramiento en el Terminal de Bullenbay, donde se hicieron renovaciones de varios muelles y tanques para mejorar y ampliar el nivel de almacenaje y la atención de buques grandes.

El volumen de petróleo procesado durante el año 2011 fue de 164 MBD. Se procesaron también 6 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. Con ese nivel de petróleo e insumos procesados se obtuvieron 170 MBD de productos, de los cuales 33 MBD



corresponden a gasolinas y naftas, 51 MBD a jet y destilados, 65 MBD a residuales, 1 MBD para asfaltos, 3 MBD a lubricantes y 17 MBD a otros productos y especialidades (incluyendo la pérdida/ganancia volumétrica).

Actualmente la Refinería Isla es una unidad de negocio independiente de PDVSA. A nivel operacional mantiene intercambio de insumos y productos con el sistema de refinación nacional; por ello, los volúmenes del sistema de refinación nacional e internacional no son aditivos.

Durante el año 2011 se cumplió con el plan de paradas programadas en el tiempo establecido, con excepción de la unidad de FEU-2 que fue desfasado para enero de 2012 por razones de programación y producción.

Desde el 6 de diciembre del año 2011 el Gobierno de Curazao presentó un plan de inversión y mantenimiento en CRU a ser ejecutado durante 2012 para mejorar el suministro, utilidades y confiabilidad de esta refinería.

En el ámbito social se realizaron inversiones como la renovación de la Casa Bolívar, Sociedad Bolivariana, áreas de agricultura, deportes, salud y cultura en general.

### **Cuvenpetrol, S.A.-Refinería Camilo Cienfuegos**

El 10 de abril de 2006 se constituyó la empresa mixta PDV Cupet, S.A., con la finalidad de realizar actividades de compra, almacenamiento, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir de 2009 se convirtió en la empresa mixta Cuvenpetrol, S.A. Esta asociación tiene como objetivo estratégico desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando para ello esquemas de conversión profunda y generando insumos para el desarrollo de la industria petroquímica.

La Refinería Cienfuegos tiene una capacidad de refinación de 65 MBD, si bien está en proyecto su ampliación a 150 MBD con la aplicación de tecnologías de coquificación retardada e hidrocrackeo de gasóleos, lo que traerá como consecuencia un aumento en el valor de los productos mediante esquemas de conversión profunda y la producción de combustibles para el mercado local y de exportación. Ya se completaron las etapas de visualización y conceptualización, hay un avance de más del 90% en las etapas de ingeniería básica y de estudios y permisos, y próximamente estará completado el proceso de contratación de la IPCA.

Durante 2011 se procesaron 55 MBD de petróleo, suministrado completamente por PDVSA. En diciembre se realizó parcialmente la parada general programada; quedó pendiente para principios de 2012 el cambio de catalizador del reformador por retrasos en la llegada del material.

### **Petrojam Limited-Refinería Jamaica**

En el marco del acuerdo de Petrocaribe, el 14 agosto de 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación de Petróleo de Jamaica (PCJ), cristalizado el 30 enero de 2008 con la constitución de empresa mixta Petrojam Ltd. (PCJ 51%, PDV Caribe 49%). La Refinería de Jamaica está ubicada en el Puerto de Kingston y desde 1993 ha operado de manera rentable en un mercado no regulado y competitivo. Tiene una capacidad instalada de 35 MBD y produce GLP, gasolina (sin plomo 87 y 90 octanos), jet A-1, diesel, residual (2% y 3% S) y asfalto.

Durante el año 2011 el procesamiento promedio de petróleo de la Refinería de Jamaica se ubicó en 24,5 MBD, mientras que para 2010 fue de 23,1 MBD. En 2011, un 85% del total de petróleo procesado es venezolano. La parada anual de la refinería para cambio de catalizador en el reformador se realizó entre abril y mayo.

Durante 2011 se analizaron diferentes propuestas para ajustar el Proyecto de Optimización de la Refinería al marco actual del negocio mundial de refinación, garantizando la continuidad de las operaciones de forma segura y cumpliendo con las regulaciones ambientales, con productos de calidad y competitivos.

### **Refidomsa-Refinería Dominicana de Petróleos, S.A.**

Está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana. Refidomsa suple aproximadamente el 70% del mercado local dominicano de combustibles, lo que representa entre 100 a 104 MBD. Opera como empresa refinadora y como terminal de importación. La refinería tiene una capacidad de procesamiento de 34 MBD y es alimentada con petróleo venezolano y en menor proporción mexicano. Está constituida por cuatro unidades de procesos principales: Destilación Atmosférica, Hidrotratamiento, Reformación Catalítica y Tratamiento de GLP, donde el petróleo procesado es convertido en GLP, gasolina, diesel, jet A1 y residual. El resto del volumen de productos requerido para cubrir la demanda de Refidomsa se importa de Venezuela y Colombia.

En 2011 Refidomsa procesó 26,2 MBD de petróleo, del cual un 56% fue venezolano. En marzo se ejecutó la parada general de mantenimiento programado.

### **Europa**

#### **Ruhr Oel GmbH**

A través de Ruhr Oel GmbH (ROG), una empresa mixta 50% propiedad de PDVSA y 50% de Deutsche BP, PDVSA tiene participación en la Refinería de Gelsenkirchen, Alemania, y a través de ROG también tiene participación en otras tres refinerías: 12% en Miro en Karlsruhe, 19% en PCK en Schwedt y 13% en Bayernoil en Neustadt. La capacidad de refinación de petróleo de PDVSA es de 115 MBD, 37 MBD, 45 MBD y 33 MBD, respectivamente, para un total de 230 MBD.





El 15 de octubre de 2010 se celebró un acuerdo de compra venta con la empresa rusa Rosneft por la participación accionaria de PDVSA en este complejo de refinación, el cual se concretó a partir del 1 de mayo de 2011. El promedio anual de petróleo procesado fue de 79,5 MBD, de los cuales 5,3 MBD era venezolano.

### **Nynas AB**

A través de Nynas AB, empresa mixta 50% propiedad de PDV Europa B.V. y 50% de Neste Oil, PDVSA tiene una participación del 50% en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg en Suecia y Dundee en Escocia, y a través de Nynas AB también posee el 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra.

La Refinería en Nynäshamn produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas, mientras que las refinerías de Dundee, Eastham y Gothenburg se especializan en producción de asfalto. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del petróleo pesado ácido venezolano lo convierten en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos.

Para el cierre de 2011, el procesamiento de petróleo en las refinerías de Nynas se ubicó en 56 MBD, mientras que para 2010 fue de 61 MBD. De ese volumen, 41 MBD fue petróleo venezolano y 15 MBD fue procedente de compras a terceros. En octubre se realizó la parada programada de la Refinería de Nynashamn.

En el cuadro N.º 27 se muestra el balance consolidado de refinación nacional e internacional detallando la capacidad de refinación, aportes de petróleo provenientes de producción propia y de terceros, compra de insumos y tasa de producción.

### **Nuevos proyectos de refinación**

El Plan Siembra Petrolera Refinación 2011-2030 contempla la construcción de nuevas refinerías en suelo venezolano y adecuación de plantas existentes para incrementar la capacidad de procesamiento de petróleos pesados y extrapesados mediante la implantación de los siguientes proyectos:

#### **Nuevas refinerías**

**Batalla de Santa Inés.** Localizada en el estado Barinas, con una capacidad de procesamiento de 100 MBD, con la que se producirán gasolinas, diesel, kerosén, *fuel oil* y GLP, y apalancará el desarrollo endógeno y sustentable en los estados de influencia (Apure, Barinas, Portuguesa, Mérida y Táchira). El proyecto, que será ejecutado en dos fases entre 2013 y 2015, representa una inversión de 2.974 millones de dólares en su primera etapa. A la fecha se cuenta con el permiso de ocupación del territorio y de afectación de los recursos naturales renovables por parte del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente y se ha culminado

de la primera fase del Programa de Formación de Operadores y Mantenedores para la Refinería que se lleva a cabo en Barinas.

**Refinería Cabruta.** Localizada en el estado Guárico, con una capacidad de procesamiento de 221 MBD, será desarrollada en tres etapas: inicia como mejorador 2017 para producción de petróleo de 38° API, con una inversión de 9.391 millones de dólares; seguirá como Refinería Combustible en 2022, para generar combustibles para satisfacer la demanda local, con una inversión de 1.741 millones de dólares; en 2027 será refinería petroquímica y buscará producir bases petroquímicas y combustibles tanto para el mercado local como de exportación, con una inversión de 1.841 millones de dólares. Tiene por objetivo impulsar el desarrollo endógeno sustentable en el área de Cabruta, estimular la desconcentración de la población y valorizar el petróleo extrapesado de la FPO a través de la transformación a productos refinados e insumos petroquímicos, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. El proyecto se llevará a cabo en tres etapas: mejoramiento, refinación y petroquímica, de las cuales ya fue culminada la fase de ingeniería conceptual de la etapa como mejorador.

**Refinería Petrobicentenario.** Será construida en el Complejo Industrial de José Antonio Anzoátegui incluyendo los servicios necesarios y facilidades de almacenamiento. Su inversión será de 5.827 millones de dólares, que representan el 60% del monto total-participación PDVSA, con el objetivo de procesar en sinergia con el Mejorador de Petromonagas 350 MBD, constituidos por 240 MBD de petróleo extrapesado y 110 MBD provenientes de corrientes pre-procesadas en el mejorador. La refinería está orientada a la exportación de productos refinados: GLP, nafta y diesel, así como al almacenamiento de subproductos (coque y azufre).

#### **Adecuación de plantas existentes**

Desarrollo del proyecto de Conversión Profunda para la Refinería Puerto La Cruz y Refinería El Palito, a su vez en el Centro de Refinación Paraguaná. La ejecución de estos proyectos fue ampliamente detallada en la sección de refinación nacional.

De igual forma, en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se plantea la construcción de 5 mejoradores de petróleos extrapesados, incremento de infraestructura para transporte y almacenamiento de petróleo, entre otras facilidades que se describen a continuación:

**Mejoradores de petróleo de la FPO.** Se contempla la construcción de la infraestructura necesaria en aras de procesar petróleos extrapesados provenientes de la FPO, para su transformación en petróleos mejorados que podrán ser comercializados directamente y a la vez utilizados como diluyente en la preparación de



CUADRO 27 Balance consolidado de refinación nacional e internacional

	2011		2010		2009	
	MBD		MBD		MBD	
Capacidad total de refinación	3.267		4.275		4.275	
Participación de PDVSA en la capacidad	2.822		3.035		3.035	
<i>Alimentación a refinación</i>						
<i>Petróleo-suministrado por PDVSA</i>						
Liviano	446	18%	503	20%	457	17%
Mediano	643	26%	563	22%	600	22%
Pesado	467	19%	449	18%	586	22%
<b>Subtotal</b>	<b>1.556</b>	<b>64%</b>	<b>1.515</b>	<b>60%</b>	<b>1.643</b>	<b>62%</b>
<i>Petróleo-suministrado por terceros</i>						
Liviano	243	10%	451	18%	394	15%
Mediano	171	7%	97	4%	95	4%
Pesado	204	8%	175	7%	202	8%
<b>Subtotal</b>	<b>618</b>	<b>25%</b>	<b>723</b>	<b>29%</b>	<b>691</b>	<b>26%</b>
<i>Otros insumos</i>						
Suministrados por PDVSA	137	6%	166	7%	175	7%
Suministrados por terceros	145	6%	149	6%	189	7%
<b>Total transferencias<sup>4</sup></b>	<b>(15)</b>		<b>(23)</b>		<b>(29)</b>	
Gasolinas/naftas	(8)	-	(6)	-	(17)	-
Destilados	(6)	-	(16)	-	(10)	-
Lubricantes	(1)	-	(1)	-	(1)	-
Otros	-	-	-	-	(1)	-
<b>Subtotal</b>	<b>267</b>	<b>11%</b>	<b>292</b>	<b>12%</b>	<b>335</b>	<b>13%</b>
<i>Alimentación total a refinación</i>						
Suministrado por PDVSA <sup>1</sup>	1.693	69%	1.681	66%	1.818	68%
Suministrado por terceros	763	31%	872	34%	880	33%
Transferencias	(15)		(23)		(29)	
<b>Alimentación total a refinación</b>	<b>2.441</b>	<b>100%</b>	<b>2.530</b>	<b>100%</b>	<b>2.669</b>	<b>100%</b>
<b>Factor de utilización<sup>2</sup></b>	<b>77%</b>		<b>74%</b>		<b>77%</b>	
<i>Productos obtenidos<sup>3</sup></i>						
Gasolinas/Naftas	838	-	860	-	886	-
Gasolinas/Naftas transferidas <sup>4</sup>	(8)	-	(6)	-	(17)	-
<b>Total gasolinas/Naftas</b>	<b>830</b>	<b>34%</b>	<b>854</b>	<b>34%</b>	<b>869</b>	<b>33%</b>
Destilados	778	-	801	-	878	-
Destilados transferidos <sup>4</sup>	(6)	-	(16)	-	(10)	-
<b>Total destilados</b>	<b>772</b>	<b>32%</b>	<b>785</b>	<b>32%</b>	<b>868</b>	<b>33%</b>
Residual de bajo azufre	95	4%	86	3%	79	3%
Residual de alto azufre	291	12%	279	11%	372	14%
Asfalto <sup>5</sup>	24	1%	24	1%	129	5%
Lubricantes	16	-	15	-	16	-
Lubricantes transferidos <sup>4</sup>	(1)	-	(1)	-	(1)	-
<b>Total lubricantes</b>	<b>15</b>	<b>1%</b>	<b>14</b>	<b>1%</b>	<b>15</b>	<b>1%</b>
Petroquímicos	87	4%	105	4%	100	4%
Otros	320	-	387	-	256	-
Otros transferidos <sup>4</sup>	-	-	-	-	(1)	-
<b>Total otros</b>	<b>320</b>	<b>13%</b>	<b>387</b>	<b>15%</b>	<b>255</b>	<b>10%</b>
<b>Total producido</b>	<b>2.434</b>	<b>100%</b>	<b>2.534</b>	<b>100%</b>	<b>2.687</b>	<b>100%</b>
Consumo, (ganancias)/pérdidas	7	-	(4)	-	(18)	-
<b>Total producido</b>	<b>2.441</b>	<b>100%</b>	<b>2.530</b>	<b>100%</b>	<b>2.669</b>	<b>100%</b>

<sup>1</sup> PDVSA aportó 69%, 66% y 68% de los requerimientos totales de petróleo e insumos a las refinarias en las que posee participación para los años 2011, 2010 y 2009, respectivamente. / <sup>2</sup> Cociente entre el petróleo total para refinación y la participación de PDVSA en capacidad de refinación. / <sup>3</sup> La participación de PDVSA en la gama de productos. / <sup>4</sup> Productos recibidos y enviados, desde y hacia el sistema de refinación nacional e internacional. / <sup>5</sup> A partir del año 2010 se está reportando sólo el asfalto, el coque va a otros productos.



mezclas comercializables en los mercados internacionales. Los mejoradores tendrán una capacidad de procesamiento sobre los 200 MBD cada uno. Cuatro de ellos (Carabobo 1 y 2; Junín 2 y 4) producirán petróleo mejorado de 32°API y dos mejoradores (Carabobo 5 y Junín 6) serán de 42°API. El proyecto tiene concluida la fase de ingeniería conceptual para mejoramiento de petróleo entre 32° y 42°API. Las fechas de arranque son: en 2016, Junín 2 y Junín 4; en 2017, Junín 6, Carabobo 1 y Carabobo 3, y en 2020 Carabobo 2. La inversión estimada para PDVSA será de 27.525 millones de dólares.

**Condominios de servicios industriales.** Contempla el diseño, construcción y puesta en operación de 2 condominios de servicios industriales para garantizar el suministro de gas natural, electricidad, hidrógeno, nitrógeno, aire de planta, aire de instrumentación, vapor, agua de caldera, agua de enfriamiento, agua potable y agua contra incendio, para atender requerimientos de los Complejos de Mejoramiento de Petróleo Extrapesados de las áreas Junín y Carabobo. El primer condominio de servicios estará iniciando operaciones en 2015 para el área Junín y en 2016 será instalado para el complejo de mejoramiento en Carabobo. La inversión total estimada será de 7.342 millones de dólares, con una participación de PDVSA (60%) equivalente a 4.405 millones de dólares.

**Infraestructura de superficie.** Diseño y construcción de la infraestructura necesaria para el almacenamiento, transporte, mezcla y despacho de productos líquidos (petróleo mejorado y diluido) en la Península de Araya, mediante el Terminal de Almacenamiento y Embarque (TAEA) y el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Sólidos Orinoquia (TAESO) en Punta Cuchillo para coque y azufre, incluyendo los oleoductos y patios de tanques, todo ello como consecuencia de los procesos de mejoramiento de petróleo de los campos Carabobo y Junín. Se espera culminar el 100% de las actividades para 2016. En lo que respecta a los oleoductos y patios de tanque, se finalizó la ingeniería conceptual con la Consultora Ditech. El TAESO estará finalizado en 2015 y a la fecha se cuenta con el desarrollo total de la ingeniería conceptual. Para el TAEA, se tiene como fecha prevista de culminación el 2016 y actualmente está en análisis la oferta económica para el desarrollo de la ingeniería conceptual. La inversión total estimada será de 7.430 millones de dólares, con una participación de PDVSA (60%) igual a 4.458 millones de dólares. Actualmente, se encuentra finalizada la ingeniería conceptual de Patio de Tanques y Oleoductos desde Junín-Carabobo-Araya.

En el contexto internacional, con el propósito de diversificar el mercado, alcanzar la integración regional y cumplir con estándares de calidad de estos mercados, el Plan de Refinación ha identificado los siguientes proyectos:



### En el Caribe

**Refinería de Kingston, Jamaica:** PDVSA y Petrojam se encuentran elaborando un plan conjunto de optimización y desembotellamiento, con el fin de alcanzar el máximo nivel de procesamiento con los equipos existentes, disminuyendo la dependencia de productos importados y promoviendo la satisfacción de la demanda interna de los productos a fin de garantizar viabilidad económica y satisfacer el mercado local jamaicano. Tiene como fecha de arranque el año 2014, con una participación de PDVSA del 49%. Fueron culminados los estudios de visualización de la optimización de la refinería.

**Cuba:** se contemplan tres proyectos: a) la Expansión de la Refinería Camilo Cienfuegos pasando de 65 a 150 MBD, con la finalidad de añadir valor a los productos mediante esquemas de conversión profunda, cuya culminación y puesta en marcha se tiene prevista en 2015, con una inversión estimada de PDVSA por el orden de los 2.664 millones de dólares. b) PDVSA contará con una participación de 49% en la Refinería Hermanos Díaz, proyectada con una expansión de 22 a 50 MBD. La inversión de PDVSA será

de 314 millones de dólares y está orientada a apoyar el desarrollo de un polo energético en la República de Cuba para obtener productos de calidad de exportación en 2018. A la fecha está finalizada la ingeniería conceptual. c) Se planea la construcción de una refinería en la localidad de Matanzas, con una capacidad de 150 MBD, para obtener productos de alto valor agregado. Con una inversión de 3.782 millones de dólares (representa el 49% del monto total), su culminación y puesta en marcha se estiman para 2017. A día de hoy está finalizada la ingeniería conceptual.

**Nicaragua:** se plantea la construcción de la Refinería Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (150 MBD), a fin de satisfacer la demanda interna de 27 MBD de la República de Nicaragua y obtener excedentes para la exportación hacia el mercado centroamericano, además de producir las corrientes básicas (olefinas) que alimentarán un complejo petroquímico. El proyecto se llevará a cabo en dos fases: la primera etapa para el año 2016, con una inversión de PDVSA de 3.460 millones de dólares, y una participación de PDVSA del 51%, equivalente a 1764 millones de dólares. La segunda fase se encuentra en previsualización.

Durante el año 2011 se culminó el estudio de visualización de la optimización de la Refinería, se finalizó la ingeniería conceptual del proyecto, la selección de licenciantes de tecnologías para la primera fase y se definió la estrategia de ejecución para la fase de ingeniería básica e IPC.

### En Suramérica

**Brasil:** Refinería Abreu e Lima en Brasil, con capacidad para 230 MBD, se encuentra en la fase de implantación. La participación de PDVSA es del 40% y el objetivo es su construcción y administración en sociedad con Petrobras. En ella se obtendrán productos de alta calidad y se atenderán mercados del noreste brasileño, con máxima producción de diesel. La refinería será autosuficiente en servicios industriales y generación de hidrógeno; se estima su arranque en diciembre de 2014 y la inversión será de 5.738 millones de dólares.

**Ecuador:** Complejo Refinador del Pacífico Eloy Alfaro Delgado, con 300 MBD de capacidad, con la que se espera satisfacer la demanda interna de combustibles y petroquímicos básicos de la República del Ecuador y exportar los excedentes disponibles a mercados estratégicos. También se contempla cubrir la demanda de petroquímicos básicos. El proyecto tiene fecha de arranque 2015 y a día de hoy se encuentra en la fase de ingeniería básica, con la conclusión de los estudios de sitio mar y tierra, los estudios de impacto ambiental y vía de acceso. Su inversión, producto de una participación del 49%, es de 5.779 millones de dólares.

### En Asia

Se contempla la construcción de 3 nuevas refinerías en China, una en Siria y una expansión en Vietnam.

**China:** en la ciudad de Jieyang, la Refinería Nanhai contará con una capacidad de 380 MBD, con la cual se procura la maximización del rendimiento de productos de alta valorización, principalmente diesel, gasolinas y bases petroquímicas, para satisfacer el mercado de combustibles chinos. Finalizado su estudio de factibilidad, se espera iniciar operaciones en 2015, con una inversión total de 8.300 millones de dólares y una participación de PDVSA (40%) igual a 3.320 millones de dólares. Firmado Acuerdo Marco para el Desarrollo del Proyecto y el Establecimiento de la Empresa Mixta. Refinería Weihai, con una capacidad de 200 MBD, procesará petróleo venezolano y contempla la construcción de facilidades de muelle y patio de almacenamiento. La refinería estará integrada con petroquímica y adoptará tecnología de avanzada para cumplir con estándares de calidad EURO IV. Su fecha de arranque se estima en 2016 y su inversión total será de 4.000 millones de dólares con una participación de PDVSA (40%) igual a 1.600 millones de dólares. Se concluyó con el estudio de Pre-Factibilidad. Finalmente la construcción de la Refinería de Shanghai con capacidad de 200 MBD, procesará petróleo venezolano, adoptará tecnologías de avanzada cumpliendo con estándares de calidad EURO IV y estará integrada con petroquímica. Su inversión total será de 4.000 millones de dólares, con una participación de PDVSA (40%) igual a 1.600 millones de dólares. Su operatividad será en 2019. Se concluyó con el estudio de pre-factibilidad.

**Siria:** construir la Refinería Al Furqlus de 140 MBD, proyecto visualizado a través de la Asociación de Venezuela-Siria-Irán. También se contará con la participación de Malasia, quien proveerá de la maquinaria necesaria en la fase de construcción. El proyecto ya tiene culminada su fase conceptual, representa una inversión total de 4.746 millones de dólares, con una participación de PDVSA (33%) igual a 1.566 millones de dólares y se estima su arranque en el año 2015. Se ha dado cumplimiento a los compromisos suscritos a nivel gubernamental y actualmente se está llevando a cabo la ingeniería básica del proyecto.

**Vietnam:** en fase de visualización se encuentra la expansión de la Refinería Dzung Quat, que consistirá en el incremento en 50 MBD de la capacidad de la refinería de 140 a 200 MBD y en la revisión de su configuración actual, para incluir en la dieta la mayor cantidad posible de petróleo pesado diluido producido en Venezuela. Se estima estará operativa en el año 2016 y representa una inversión total de 1.689 millones de dólares, con una participación de PDVSA (24%) igual a 405 millones de dólares.

The background of the page is a photograph of an offshore oil rig at sea. The rig is a large, complex structure with multiple levels, including a prominent black tower and various white and yellow sections. It is situated in the middle of a blue body of water under a clear blue sky. The rig's reflection is visible on the water's surface.

## **Comercio y suministro**

*Durante 2011 el precio del petróleo estuvo influido por los problemas geopolíticos en países del Medio Oriente y Norte de África, que provocaron la paralización de la producción de casi 1.6 MBD de petróleo de Libia durante el periodo febrero-octubre 2011. La pérdida de capacidad de producción, no sólo en Libia sino también en Mar del Norte y en el este de África, pesó más que la incertidumbre de la recuperación económica de Estados Unidos y el problema financiero que impactó negativamente la economía de la Comunidad Europea, sobre todo en Grecia, España, Italia, Irlanda y Portugal.*

Por lo anterior, los principales marcadores de petróleo experimentaron un fuerte repunte en sus precios: 20% WTI, 40 % Brent y 37% para el Dubai con respecto a 2010, que se ubicaron en 95,04 US\$/Bl, 111,26 US\$/Bl y 106,31 US\$/Bl para el WTI, Brent y Dubai respectivamente.

Los altos inventarios de petróleo en la región de Cushing y el aumento de las importaciones de petróleo canadiense a esa región, no sólo afectaron la valorización del precio del WTI,

sino que también distorsionaron el diferencial de precio de los marcadores WTI-DTD y Brent, llegando a valorizarse el marcador norteamericano con un descuento de 30,24 US\$/Bl con respecto a su par europeo en 2011. Para finales del 2011 este diferencial cerraría en menos de 7 US\$/Bl debido a: la caída de inventarios en Cushing; aumento de capacidad de almacenaje (de 48 a 55 MMs) en la región; debilidad del DTD Brent por el retorno de la parte de la producción de petróleo libio (aproximadamente 600 MBD para finales del 2011); resolución de algunos problemas de producción de petróleo en el Mar del Norte.





La demanda de petróleo en el año 2011, de acuerdo a lo publicado por OPEP en su reporte Monthly Oil Market Report se ubicó en 87,8 MMBD por día, es decir, un aumento de 1,71 MMBD con respecto a los 86,09 MMBD estimados del año 2010. El incremento se atribuye al aumento de la demanda en países emergentes, principalmente China, India y los países del Medio Oriente.

## Exportaciones de hidrocarburos

En este entorno se continuaron materializando las estrategias generales del comercio de PDVSA:

- Suplir prioritariamente el mercado interno mediante el suministro confiable y oportuno de petróleo y productos refinados.
- Lograr los mejores precios del mercado internacional en la comercialización y venta de hidrocarburos.
- Disminuir los costos asociados al transporte, almacenamiento e infraestructura.
- Diversificar los mercados para petróleo y productos con visión hacia el mercado asiático en China y dar soporte a la integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.
- Honrar los acuerdos internacionales de gobierno suscritos para suministro, intercambio y obtención de financiamiento.

**CUADRO 28** Exportaciones de hidrocarburos líquidos total nación (MBD)

	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Exportaciones total de petróleo y productos</b>	<b>2.469</b>	<b>2.415</b>	<b>2.682</b>	<b>2.897</b>	<b>2.789</b>
<b>Empresas filiales</b>	2.469	2.415	2.682	2.876	2.496
PDVSA Petróleo	2.038	2.010	2.283	2.417	2.390
PDVSA Gas	30	34	50	52	67
CVP	389	361	332	375	–
Bitor	–	–	5	20	26
Commerchamp	12	10	12	12	13
<b>Terceros en la Faja</b>	–	–	–	<b>21</b>	<b>293</b>
<b>Petróleo</b>	<b>1.917</b>	<b>1.911</b>	<b>2.019</b>	<b>2.228</b>	<b>2.116</b>
<b>Empresas filiales</b>	1.917	1.911	2.019	2.213	1.874
PDVSA Petróleo	1.560	1.581	1.737	1.892	1.874
Liviano	400	388	551	548	567
Mediano	138	151	198	320	290
Pesado y extrapesado	1.022	1.043	988	1.024	1.017
CVP/Mejorado y pesado	357	329	282	321	–
Terceros en la Faja petróleo mejorado	–	–	–	15	242
<b>Productos</b>	<b>552</b>	<b>504</b>	<b>663</b>	<b>669</b>	<b>673</b>
<b>Empresas filiales</b>	552	504	663	663	622
PDVSA Petróleo	478	429	546	525	516
Gasolinas y naftas	46	49	48	69	80
Destilados	64	63	108	104	133
Combustible residual <i>fuel oil</i>	268	215	297	227	160
Asfalto	1	–	1	–	10
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	66	59	59	64	59
Otros	33	43	33	61	74
PDVSA Gas/LGN y Gasolina natural	30	33	50	52	67
CVP/Coque y azufre	32	31	50	54	–
Bitor/ <i>Fuel oil</i>	–	–	5	20	26
Commerchamp	12	10	12	12	13
Combustible residual <i>fuel oil</i>	3	2	4	3	4
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	9	8	8	9	9
Terceros en la Faja coque y azufre	–	–	–	6	51



**CUADRO 29** Exportaciones por destino (MBD)

Destino	petróleo		productos		total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>Total</b>	<b>1.917</b>	<b>1.911</b>	<b>552</b>	<b>505</b>	<b>2.469</b>	<b>2.416</b>
<i>Norteamérica</i>	<b>1.053</b>	<b>1.170</b>	<b>113</b>	<b>92</b>	<b>1.166</b>	<b>1.262</b>
Estados Unidos Continental	882	933	112	85	994	1.019
Estados Unidos Saint Croix	166	222			166	222
Canadá	5	15		4	5	19
México			1	3	1	3
<i>Caribe insular</i>	<b>337</b>	<b>203</b>	<b>50</b>	<b>94</b>	<b>387</b>	<b>297</b>
Curazao	151	60	3	20	154	80
<i>Caribe insular 2</i>	<b>186</b>	<b>143</b>	<b>47</b>	<b>74</b>	<b>233</b>	<b>217</b>
Aruba	54	5	6		60	5
Bahamas			6	39	6	39
Bonaire					-	-
Cuba	97	99	5	14	102	113
Dominica			-	-	-	-
Grenada				-	-	-
Haití			1	3	1	3
Jamaica	20	22	4	3	24	25
Martinica					-	-
Puerto Rico			1	2	1	2
República Dominicana	15	17	13	13	28	30
San Eustaquio			10		10	-
San Cristóbal y Nieves			-	-	-	-
Santa Lucía				-	-	-
San Vicente y Las Granadinas				-	-	-
Trinidad			1		1	-
<i>Centroamérica</i>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>7</b>	<b>27</b>	<b>22</b>
Costa Rica		-			-	-
El Salvador			2	2	2	2
Guatemala			2	-	2	-
Honduras					-	-
Nicaragua	17	15	5	4	22	19
Panamá			1		1	-
<i>Suramérica</i>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>73</b>	<b>57</b>	<b>83</b>	<b>82</b>
Argentina		-	2	1	2	1
Bolivia				4	-	4
Brasil			45	39	45	39
Guyana				-	-	-
Colombia					-	-
Chile			5		5	-
Ecuador			18	13	18	13
Paraguay					-	-
Perú			3	1	3	1
Uruguay	10	25			10	25



CUADRO 29 (continuación)

Destino	petróleo		productos		total	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
<b>Europa</b>	<b>100</b>	<b>135</b>	<b>40</b>	<b>65</b>	<b>140</b>	<b>199</b>
Alemania	5	22			5	22
Bélgica		12	3	2	3	13
Bulgaria					-	-
Belarús	20	47			20	47
Dinamarca			1	1	1	1
España	12	14	1	9	12	23
Francia			8	1	8	1
Grecia			2	2	2	2
Holanda	6	3	21	41	28	44
Italia	1	1	2	5	3	6
Malta					-	-
Portugal	3	5		1	3	6
Reino Unido	13	13	1	4	15	17
Rumania					-	-
Suecia	41	18			41	18
Otros			1		1	-
<b>Asia</b>	<b>399</b>	<b>364</b>	<b>245</b>	<b>177</b>	<b>644</b>	<b>541</b>
China	225	155	95	24	319	178
India	165	204	1		166	204
Japón	3				3	-
Líbano					-	-
Malasia	7	5	10		17	5
Singapur		-	131	143	131	143
Turquía			9	10	9	10
<b>África</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>3</b>
Angola					-	-
Benin					-	-
Costa de Marfil	1	-	2		3	-
Gana					-	-
Marruecos			2	2	2	2
Togo			1		2	-
Suráfrica					-	-
Nigeria			4	1	4	1
Túnez					-	-
<b>Otros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>10</b>
Faja					-	-



## 2.469 MBD en exportaciones de petróleo y productos

Durante el año 2011 las exportaciones de petróleo y productos alcanzaron 2.469 MBD, lo que representa un aumento de 54 MBD (2%) con respecto a 2010 (2.415 MBD), producto de la mayor disponibilidad de hidrocarburos para la venta. En el cuadro N.º 28 se resumen las cifras de exportación de hidrocarburos totales de la nación.

Las exportaciones totales consolidadas por destino de petróleo y productos fueron colocadas en los siguientes destinos: 1.166 MBD (47%) fueron vendidos a los países de Norteamérica; 387 MBD (16%) al Caribe; 27 MBD (1%) a Centroamérica; 83 MBD (3%) a Suramérica; 644 MBD (26%) a Asia; 140 MBD (6%) a Europa; 22 MBD (1%) a África y otros destinos. En el cuadro N.º 29 se reflejan las exportaciones por destino.

Las exportaciones de petróleo fueron dirigidas principalmente a los siguientes mercados: 1.053 MBD (55%) a Norteamérica; 337 MBD (18%) al Caribe; 17 MBD (0,82%) a Centroamérica; 10 MBD (1%) a Suramérica; 399 MBD (20%) a Asia, 100 MBD (5%) a Europa y 1 MBD (0,18%) a África y otros destinos. Del total de productos refinados y LGN, PDVSA exportó: 113 MBD (20%) a Norteamérica; 50 MBD (9%) al Caribe; 10 MBD (2%) a Centroamérica; 73 MBD (13%) a Suramérica; 245 MBD (45%) a Asia; 40 MBD (7%) a Europa; 9 MBD (2%) a África y 12 MBD (2%) a otros destinos.

### Otras gestiones de mercado internacional

En materia de comercialización internacional de productos al detal, y a fin de cumplir con la visión geopolítica de integración latinoamericana, Commercit colocó 3,1 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 0,2 MBD), conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Ltd. Por su parte, PDV Ecuador mantuvo su participación del 10% en el mercado de lubricantes ecuatoriano. Adicionalmente comercializó 361.000 galones de bases lubricantes y 3.421 kg de asfalto para atender requerimientos del mercado ecuatoriano, además de comercializar 38,5 millones de galones de combustible a través de la red de estaciones de servicios de PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador.

### Ventas totales de hidrocarburos para Asia y China (Fondo Chino)

Entre 2007 y 2011 las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente asiático muestran un aumento de las colocaciones de petróleo y productos en esa región, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados. Durante el año 2010 se culminó el contrato de Fondo Pesado I para China, iniciado en el año 2007 con una duración de tres años, para suministrar 100 MBD de *fuel oil* en cumplimiento del pago de la

deuda de 6.000 millones de dólares, de los cuales 4.000 millones de dólares fueron aportados por el Banco de Desarrollo Chino y 2.000 millones de dólares por el Bandes. El 18 de junio del año 2011 se firmó la renovación del Contrato de Fondo Chino I, por un monto de 4.000 millones de dólares, fijando un compromiso volumétrico de 230 MBD de petróleo y productos, a ser entregados a partir de febrero de 2012 para el cumplimiento del pago de la deuda. El contrato de Fondo Pesado II iniciado en 2009 por un monto adicional de 6.000 millones de dólares, estableció la variabilidad de los volúmenes a entregar dependiendo de los precios promedio de cada trimestre; este volumen contractual puede oscilar desde un mínimo de 107 MBD, en el caso de precios mayores a 60 US\$/Bl, hasta un máximo de 153 MBD, si el precio es menor a 42 US\$/Bl.

En 2010 se firmó un nuevo contrato denominado Gran Volumen por un monto de 20.000 millones de dólares, con una duración de diez años, en el que se establecen las entregas de petróleo a partir del mes de septiembre de 2010. Esto contempla la entrega de 200 MBD de petróleo para 2010; 250 MBD para 2011 y 300 MBD a partir de 2012. El total del volumen y el porcentaje de suministro de estos contratos se presentan en el cuadro N.º 30.

### Mercado interno

Comercialización y Distribución Venezuela es la organización encargada de comercializar y distribuir productos derivados del petróleo en el territorio nacional, con la finalidad de satisfacer de manera consistente el mercado interno, de acuerdo con los requisitos establecidos y alineados al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013.

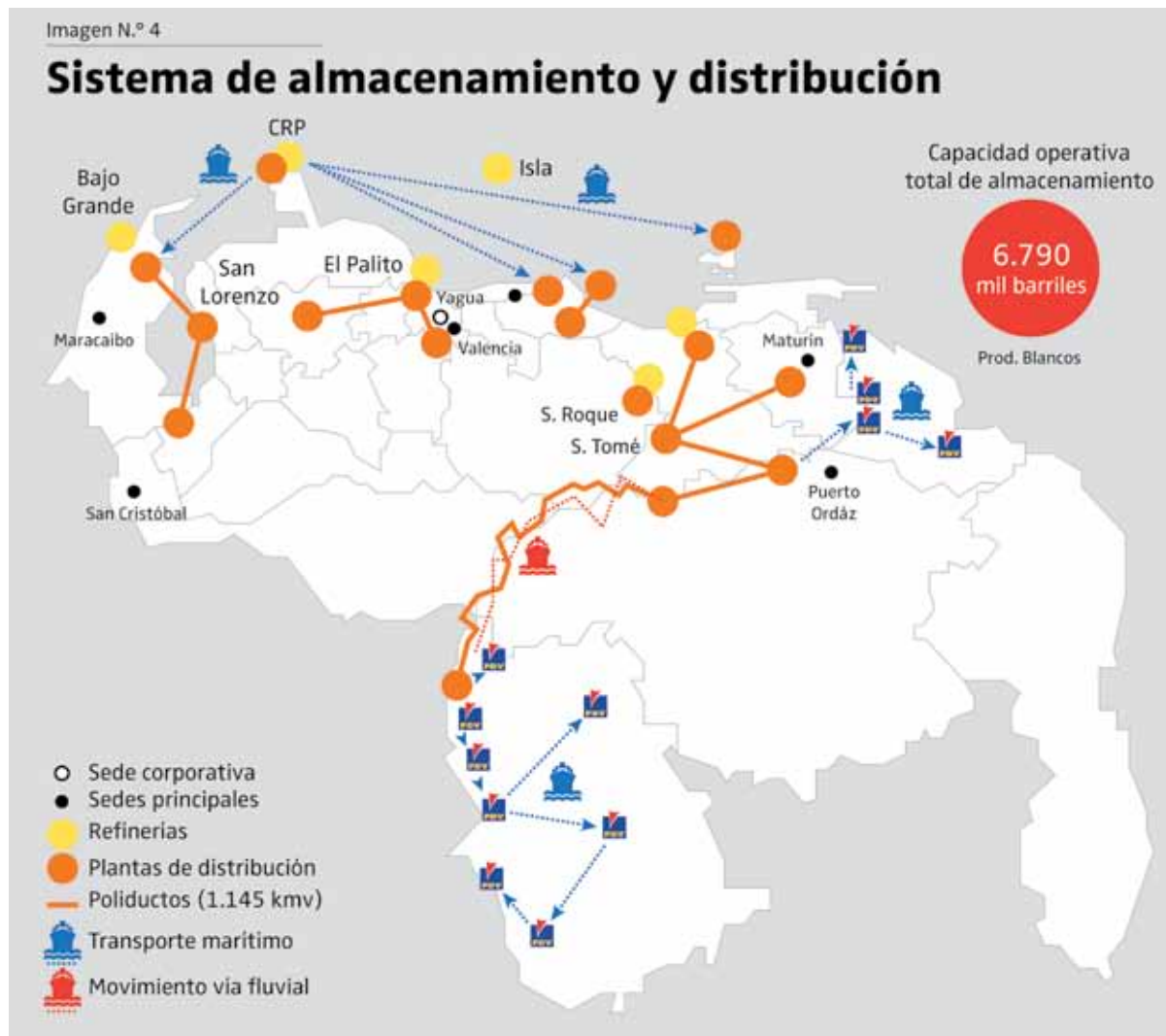
Esta filial distribuye combustible a nivel nacional a través de 18 plantas de distribución, con una capacidad operacional de 6.790 MBLS. En 2016 se estima una expansión de almacenamiento a 8.567 MBLS mediante la construcción de cuatro nuevas plantas (Táchira, Santa Inés, Catia La Mar y Oeste). En la actualidad posee una capacidad para transportar 379 MBD vía poliductos (sistemas de interconexión por 1.145 km) y 307 MBD vía terminales (excluyendo el volumen transportado de gas licuado del petróleo e importaciones). (Ver imagen N.º 4)

Al cierre de 2011 el sistema de distribución y comercialización de los productos está conformado:

- 1.832 expendios de combustibles (1.764 estaciones de servicios (EE/SS) + 68 puntos de expendio) distribuidos en todo el territorio nacional. La variación con respecto al año 2010 de 1.851 EE/SS, se debe a la desafectación de 21 EE/SS e incorporación de un módulo pescar en Barrancas y una EE/SS Gran Marina en Los Roques.
- 24 plantas de suministro de combustible de aviación localizadas en 23 aeropuertos y un helipuerto. Siendo la Planta de

CUADRO 30 Volumen y porcentaje de suministro

Contratos (MBD)	2011	2010	2009	2008	2007	Total promedio ventas	Total promedio contrato	(%) Entregado
Fondo Pesado I	-	82	91	86	143	101	100	101
Fondo Pesado II	195	107	126	-	-	143	153	93
Gran Volúmen Fase I	-	211	-	-	-	211	200	106
Gran Volúmen Fase II	220	-	-	-	-	220	250	88
<b>Total</b>	<b>415</b>	<b>400</b>	<b>217</b>	<b>86</b>	<b>143</b>	<b>674</b>	<b>703</b>	<b>96</b>





Suministro de Maracay la última en entrar en funcionamiento a partir de 2010. (Ver cuadro N.º 31)

El volumen de combustible despachado por las plantas en aeropuertos durante el año 2011 fue de 4.735.889 Bls de Jet-A1 y de 70.260 Bls de AV-GAS.

- 4 puertos pesqueros ubicados en los estados Anzoátegui y Sucre que despacharon 471.069 Bls de diesel (MGO).
- Tuberías, cisternas o gabarras ubicadas en los puertos de Cumaná, Güiria y Punta Meta para la venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo.
- Planta de mezcla y envasado de lubricantes terminados PDV® para los sectores automotor, industrial y eléctrico, cuya producción en 2011 fue de 839,04 MBls, superando la meta en 1%.
- Canales de distribución para la venta de combustibles, lubricantes y productos de especialidades: azufres, coque, parafinas, solventes y asfaltos para atender a 4.103 usuarios, disgregados de la siguiente manera: 1.832 Expendios de Combustibles, 1.449 industriales, 405 aviación y 417 marinos.

## Ventas de hidrocarburos en el Mercado Interno

En la siguiente tabla se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural PDVSA en el mercado interno desde 2007 hasta el 2011. (Ver cuadro N.º 33)

Las ventas de productos refinados en mercado nacional alcanzaron un volumen de 569 MBD en 2011 y representan una disminución de 23 MBD (4%) comparadas con las de 2010, que se ubicaron en 592 MBD. La disminución se debe principalmente al consumo promedio de gasolinas que disminuyó en 22 MBD durante 2011 en comparación con 2010, al igual que las ventas de gasóleos y destilados (diesel eléctrico), que disminuyeron en 2 MBD, con muy poca variación respecto a 2010. Las ventas de residual disminuyeron en 5 MBD por bajo consumo de Enelven-Ramón Laguna y Planta Centro por condiciones operacionales. Adicionalmente se optimizó el consumo en Planta Tocoa por pasar de generación eléctrica (*fuel oil* eléctrico) a gas natural. Las ventas de asfalto aumentaron 1 MBD motivado al Plan Nacional de Asfaltado. En cuanto a las ventas del jet A-1, se mantuvieron en 6 MBD en comparación con 2010, al igual que ocurre con el azufre y otros químicos a nivel nacional, que se mantuvieron en 1 MBD. En el renglón otros, hubo principalmente una disminución de nafta BTX por parada programada a partir de febrero hasta diciembre 2011. Las ventas de bases, aceites, lubricantes y grasas aumentaron en 1 MBD con respecto a las del año anterior, ubicándose en 5 MBD.

**CUADRO 31** Plantas de suministro de aviación localizadas en aeropuertos

N.º	aeropuertos	cap. efectiva (Bls)	
		JET	AVGAS
<b>Metropolitano</b>			
1	Caracas-Charallave	2.220	1.315
2	Helipuerto Ávila	472	ND
3	Maiquetía	27.274	504
<b>Oriente Norte</b>			
4	Porlamar	9.970	629
5	Barcelona	1.812	616
6	Maturín	1.201	327
7	Cumaná	906	616
8	Valle Pascua	604	604
9	Güiria	786	ND
<b>Oriente Sur</b>			
10	Ciudad Bolívar	629	1082
11	Pto. Ordaz	1.560	465
12	Pto. Ayacucho	1.560	623
13	Caicara del Orinoco	302	302
14	Santa Elena	604	359
<b>Centro Occidente</b>			
15	Maracay	559	371
16	La Chinita	3.693	618
17	Valencia	9.574	ND
18	Barquisimeto	1.637	410
19	Acarigua	620	928
20	Barinas	617	612
21	San Fernando	589	494
22	San Antonio	1.460	ND
23	El Vigía	1.217	450
24	Las Piedras	670	325

**CUADRO 33** Ventas de hidrocarburos al mercado interno

	2011	2010	2009	2008	2007
<b>Líquidos (MBD)</b>	<b>646</b>	<b>674</b>	<b>599</b>	<b>574</b>	<b>558</b>
<b>Gas natural licuado (MBD)</b>	<b>77</b>	<b>82</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>82</b>
<b>Productos refinados (MBD)</b>	<b>569</b>	<b>592</b>	<b>518</b>	<b>493</b>	<b>476</b>
Gasolinas para automóviles	293	315	290	287	274
Gasóleos y destilados	181	183	152	148	137
Residual	52	57	54	34	41
Asfaltos	8	7	8	11	11
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	6	6	6	5	6
Aceites, lubricantes y grasas	5	4	3	5	4
Naftas	17	8	1	2	2
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	1
Otros <sup>1</sup>	5	11	3	6	6
<b>Gas natural (MBPE)</b>	<b>253</b>	<b>304</b>	<b>313</b>	<b>307</b>	<b>512</b>
<b>Total líquidos y gas natural (MBPE)</b>	<b>899</b>	<b>978</b>	<b>912</b>	<b>881</b>	<b>1.070</b>
<b>Gas natural (MMPCD)</b>	<b>1.465</b>	<b>1.765</b>	<b>1.816</b>	<b>1.870</b>	<b>2.972</b>
<b>Gas natural (\$/MPC)</b>	<b>0,88</b>	<b>0,65</b>	<b>1,13</b>	<b>1,63</b>	<b>0,77</b>
<b>Líquidos (\$/Bl)</b>	<b>7,23</b>	<b>3,67</b>	<b>7,21</b>	<b>8,39</b>	<b>7,29</b>

<sup>1</sup> Propileno, negro humo, solventes, parafinas, gasolina de aviación (AV-GAS), gasolina blanca y coque.

## Plan de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles

Dentro del marco de la Ley de Apertura del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, a partir de 1998 se permitió la participación en la actividad de intermediación de combustibles a 9 empresas mayoristas nacionales y extranjeras que en 10 años abanderaron 876 Expendios de Combustibles con su marca registrada y mantenían 47% de la participación del mercado.

Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir de septiembre de 2008 el Estado se reservó la actividad de intermediación y a través de PDVSA asumió el abanderamiento de todas las Expendios de Combustibles a nivel nacional y el control del transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno. (Ver cuadro N.º 34)

El gráfico N.º 3 representa la evolución de los puntos de Expendio de Combustibles y del plan de abanderamiento.

En 2011, a través de esta filial PDVSA continuó el proceso de abanderamiento y cambio de imagen en 117 estaciones de servicio (Fase I-Etapa 1º y 2º) seleccionadas por el Ministerio y enmarcadas en el Plan de Reordenamiento del Mercado Interno; este proceso incluye la adecuación del poste emblema,

pantalla de techos, iluminación, pintura, adecuación de áreas exteriores y baños.

## Proyectos del Plan Siembra Petrolera

Para satisfacer las demandas futuras de combustibles líquidos al Mercado Interno y su distribución eficiente y oportuna, se desarrollan proyectos que permitirán disponer de nuevos volúmenes y mejorar la confiabilidad operacional de la infraestructura existente, fortaleciendo la red de distribución para el desarrollo nacional, según los lineamientos del Plan Siembra Petrolera. Dentro de estos proyectos se encuentran:

### Proyecto Suministro Falcón-Zulia (Sufaz)

Su objetivo es la construcción de un poliducto de 24" de diámetro y 216 km de longitud entre el CRP y la estación de bombeo en Ulé, donde interconectará con el poliducto Sumandes. Esto también comprende la construcción de las obras del tramo Tiguardare-CRP y la instalación de la plataforma de telecomunicaciones con fibra óptica. En 2011 se concluyó la fase de ingeniería conceptual y se inició la fase de ingeniería básica.

**CUADRO 34** Distribución de la red de estaciones de servicio PDV al año 2011

Condición	Andes	Centro	Metro-politana	Occidente	Oriente	Sur	Total general
<i>Blancas</i> M	–	–	4	4	5	–	13
M/F	–	–	–	–	–	1	1
T	101	308	145	163	158	47	922
<b>Total blancas</b>	<b>101</b>	<b>308</b>	<b>149</b>	<b>167</b>	<b>163</b>	<b>48</b>	<b>936</b>
PDV M	2	2	6	6	9	–	25
M/F	–	–	–	–	–	1	1
M/F-P	–	–	–	–	–	10	10
M/P	–	1	1	–	2	–	4
M-P-P	–	2	1	4	5	2	14
P	10	41	50	31	17	32	181
T	80	222	83	147	99	30	661
<b>Total PDV</b>	<b>92</b>	<b>268</b>	<b>141</b>	<b>188</b>	<b>132</b>	<b>75</b>	<b>896</b>
<b>Total general</b>	<b>193</b>	<b>576</b>	<b>290</b>	<b>355</b>	<b>295</b>	<b>123</b>	<b>1.832</b>

M= Marinas / M/F= Modulo Fluvial / M/P= Marinas Propias / P= Propias / T= Terceros / M/P-P= Modulo de Pesca Propio

### Proyecto Ampliación Capacidad Sumandes Planta de Distribución San Lorenzo

Contempla la construcción de una nueva estación de bombeo en el área del Bloque M6 del Campo Tía Juana, estado Zulia, y una subestación eléctrica que la alimente. También contempla efectuar el reemplazo de las bombas existentes en la Planta San Lorenzo, San Lorenzo-San Timoteo, estado Zulia. Durante 2011 se culminó la construcción de la subestación eléctrica y la instalación de los equipos de bombeo en la estación del Bloque M6. En la actualidad se encuentra en proceso de arranque y pruebas, por lo que se estima realizar su entrega final en primer trimestre del año 2012.

### Proyecto Reemplazo del Poliducto Sumandes

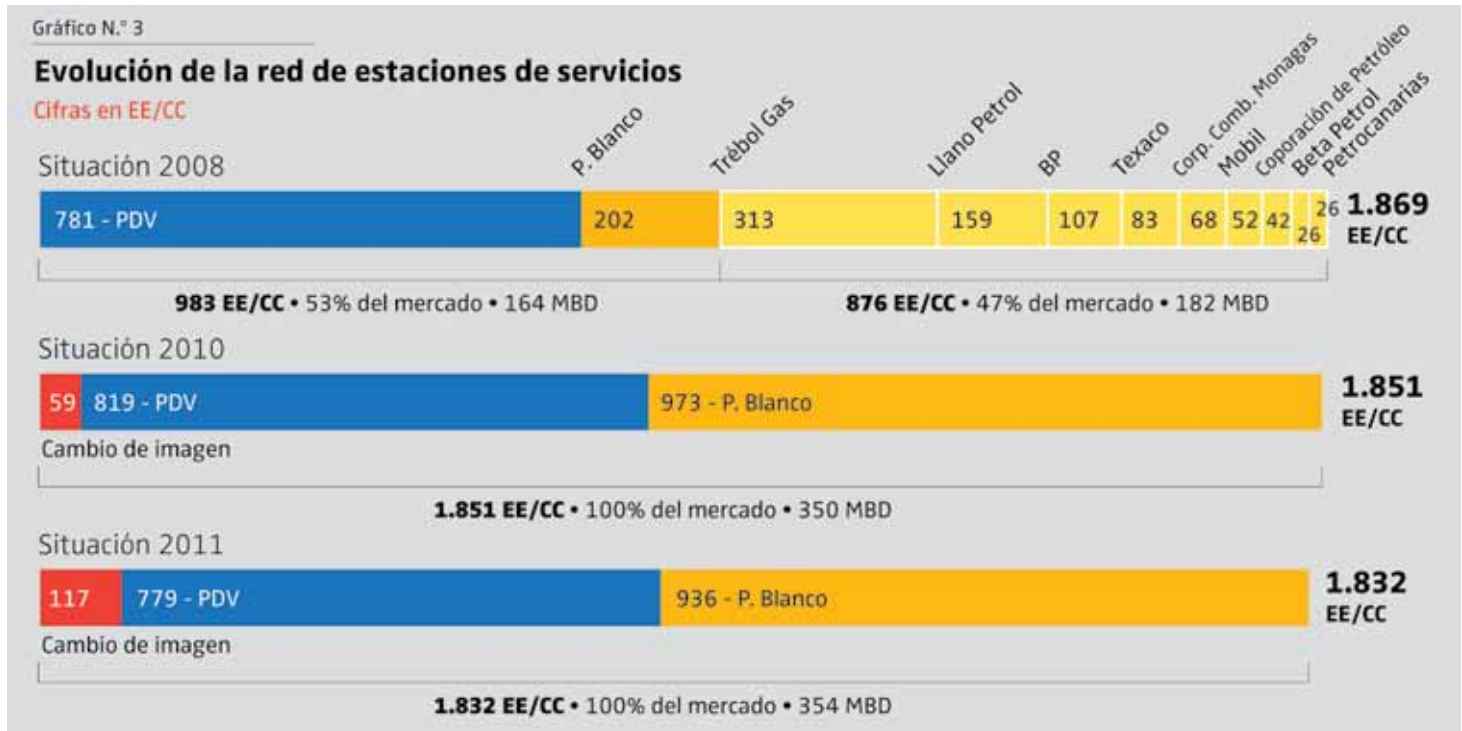
Tiene como finalidad satisfacer el incremento de la demanda de combustible en la Región Andina reemplazando el actual poliducto Sumandes de 12", por 280 km de tubería de 20" y 16" de diámetro, para eliminar por completo el cabotaje. Durante el año 2011 se culminó la ingeniería básica y durante 2012 se calcula finalizar la ingeniería de detalle. Este proyecto tiene fecha estimada de terminación para último trimestre de 2014.

### Proyecto Poliducto Refinería Puerto La Cruz y la Planta de Distribución Maturín

Consiste en la construcción de un poliducto de 215 km de longitud y 12" de diámetro entre la Refinería Puerto La Cruz y la Planta de Distribución Maturín, 23 estaciones de válvulas con una válvula electrohidráulica a lo largo del recorrido del poliducto. Tiene el objetivo transportar combustibles blancos (gasolina y diesel); se prevee incorporar a futuro gas licuado de petróleo GLP y jet-A1 y a su vez cubrir la demanda esperada para el año 2034, se estima ascienda a 25 MBD. La fecha estimada para la culminación está prevista en 2015. En este momento está en estudio geotécnico, con un 50% del levantamiento topográfico realizado.

### Proyecto Sistema de Suministro de Combustible Mérida-Táchira

Tiene el propósito de minimizar el transporte de combustible a través de cisternas en la zona fronteriza y así disminuir los riesgos a terceros e incrementar la confiabilidad en la distribución de combustible para la zona andina, además de facilitar las conexiones futuras para intercambio energético entre Colombia y Venezuela. En la actualidad se encuentra en fase de ingeniería conceptual. La fecha estimada de culminación es 2016. En el proyecto se contem-



Nota: (40) EE/SS pertenecen al Proyecto Autogas y (1) E/S Gran Marina los Roques. EE/CC: estaciones de combustible.

pla la construcción de 2 poliductos que interconectarán desde El Vigía hasta San Cristóbal, estado Táchira; 2 plantas de distribución y 1 dieselducto desde la planta de distribución Táchira del Norte hasta la planta de generación eléctrica en La Fría, estado Táchira.

#### Planta de Distribución Barinas

Contempla el desarrollo de Ingeniería, Procura y Construcción de la Planta de Distribución de productos terminados de la nueva Refinería Batalla de Santa Inés. Diseñada para distribuir mediante camiones hasta 37 MBD de gasolina, 38 MBD de diesel automotor y 10 MBD de jet A-1 cuando la nueva refinería opere a una capacidad de 100 MBD. Los productos serán distribuidos en los estados Táchira, Mérida, Portuguesa, Barinas y Apure, sustituyendo parcialmente el actual nodo de abastecimiento desde Barquisimeto a menor tiempo de transporte, costo y flujo de carga pesada en carreteras. La fecha estimada de culminación es 2013.

#### Fuelducto Ramón Laguna

Contempla la construcción y puesta en servicio del sistema de transporte combustible a la Planta Termoeléctrica Ramón Laguna desde el terminal de embarque Puerto Miranda a la Refinería Bajo Grande por medio de ducto sub-lacustre 23 km long. 12”

de diámetro (*fuel oil*) con capacidad de movilización de 50 MBD desde Puerto Miranda a Ramón Laguna en Maracaibo, para cubrir demanda máxima de 20 MBD. La ingeniería conceptual se inició durante 2011 y la fecha estimada de culminación es 2014.

#### Nuevo poliducto El Palito-Barquisimeto

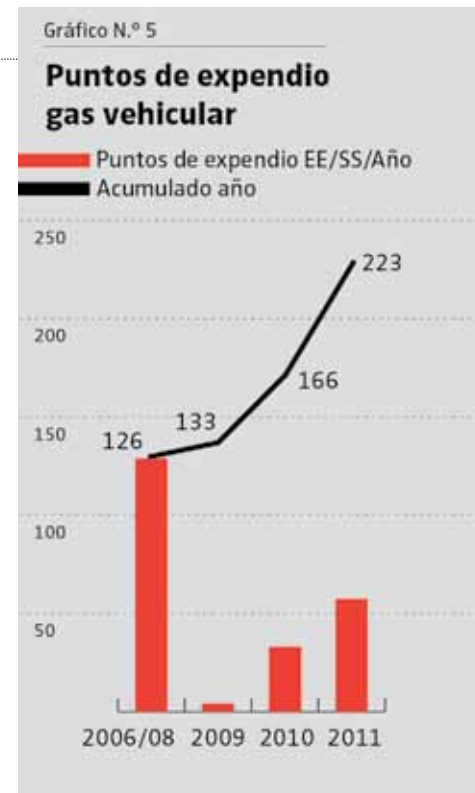
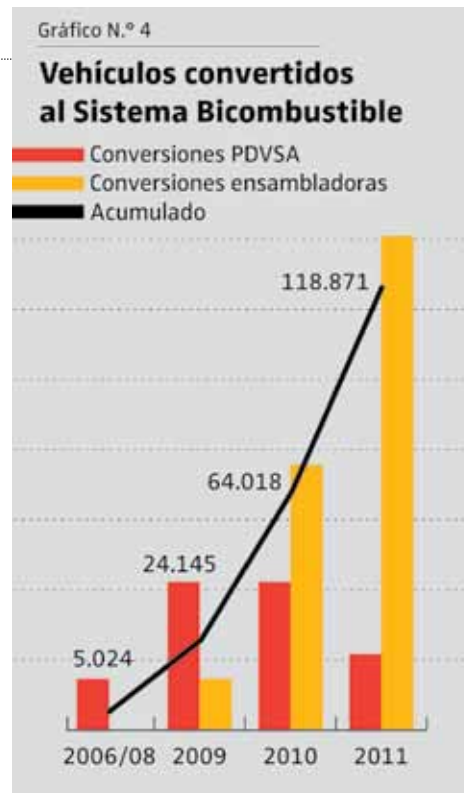
Incluye el desarrollo de todas las fases de ingeniería para el tendido del nuevo poliducto de 152 km de longitud y 16” de diámetro, que integra la evaluación de almacenaje en Barquisimeto y los sistemas asociados al poliducto existente y nuevo, tales como sistemas de bombas, trampas de herramientas de limpieza, sistemas de control, servicios y obras mecánicas y civiles. La fecha estimada de culminación es 2015, si bien se dio inicio al estudio geotécnico y al desarrollo de la ingeniería básica en 2011.

#### Nueva Planta de Distribución Catia La Mar

El proyecto consiste en la construcción de una nueva planta de distribución de combustible que será ubicada en las cercanías de la Escuela Naval de Mamo, entre la quebrada La Zorra (al este), el río Mamo y la quebrada El Piache (al oeste), en Catia La Mar, con una capacidad total de 818 MBLs, de los cuales 200 MBLs para la planta de distribución oeste y garantizar el suministro de combustibles líquidos (gasolinas de 91 y 95, diesel, AV-GAS y jet-A1). La fecha esti-



## 5.173.799 m<sup>3</sup> en consumo de gas natural vehicular



mada de culminación es 2015. Actualmente continúa el desarrollo de la ingeniería básica, la emisión de los reportes preliminares del levantamiento topográfico y los estudios geotécnicos relativos a las áreas de rebombeo/llenadero y estacionamiento de gandolas.

#### Nueva Planta de Distribución Oeste de la Gran Caracas

Consiste en la construcción de una nueva planta de distribución de combustibles con una capacidad instalada de 135 MBls, que garantizará el suministro de combustibles líquidos (gasolinas de 91 y 95, diesel). La fecha de culminación es 2016; actualmente se encuentra en la fase de desarrollo de la ingeniería básica.

#### Proyecto Autogas

Durante el año 2011 se realizó la conversión de 53.606 vehículos al sistema bicomcombustible, de los cuales 46.281 fueron convertidos por las ensambladoras y comercializadoras, mientras 7.325 fueron convertidos por el Proyecto Autogas. Las cifras muestran un 14% de aumento en el número de vehículos convertidos con respecto a 2010, lo que representa el cumplimiento de un 101% de la meta (53.000 unidades para 2011). Para la conversión de los vehículos al sistema bicomcombustible se cuenta con 92 centros de conversión operativos a nivel nacional. Los gráficos N.º 4 y 5 muestran el número de vehículos convertidos por año.

Para el suministro del gas y puntos de expendio vehicular al detal se culminó la construcción de 57 puntos de expendio y se continúa la construcción de los puntos planificados para

incrementar la autonomía de desplazamiento con gas vehicular en la nación. Actualmente se dispone de 219 puntos de expendio a nivel nacional, debido a la desincorporación de cuatro puntos de expendio por parte del Ministerio. Con respecto a 2010, los puntos de expendio disponibles aumentaron en 38% (33 puntos de expendio culminados durante 2010 y 53 culminados en 2011).

El consumo de gas natural vehicular (GNV) durante el año 2011 fue de 5.173.799 m<sup>3</sup>, lo cual representa un aumento de 38% con respecto a 2010, cuando el consumo alcanzó los 3.197.918 m<sup>3</sup>. Uno de los principales elementos que desfavorece el consumo de GNV es el bajo diferencial de precio entre éste y la gasolina, debido al subsidio aplicado al precio de la gasolina en el mercado interno. En general, la cantidad de GNV consumido en 2011 liberó un volumen equivalente a 0,10 MBD de gasolina, lo cual representa el 1% de nuestra capacidad instalada.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 25 de la Resolución N.º 064 emitida por el Ejecutivo Nacional, el Proyecto Autogas continuó en 2011 las metas de adquisición de vehículos con motores a GNV. Asimismo, de acuerdo con el convenio de cooperación interinstitucional entre PDVSA y el Ministerio del Poder Popular para las Comunas y Protección Social (MPPCPS), se hizo entrega, a precio de costo, de: 2.500 vehículos rústicos con sistema bicomcombustible (Toyota), 270 unidades de transporte de tipo minibuses dedicados a gas de 27 y 32 puestos (IVECO) y 185 vehículos tipo sedán marca Venirauto. En el cuadro N.º 35 se muestra la distribución de dichos vehículos.



**CUADRO 35** Vehículos entregados a ministerios y filiales de PDVSA

Marca del vehículo	Modelo	MPPCYPS	Otros ministerios	PDVSA y sus filiales	Total	Disponible
Iveco	Daily	174	-	14	188	12
	Eurocargo	71	11	-	82	18
Toyota	Land Cruiser	1.428	338	734	2.500	-
Venirauto	Centaurio	135	-	50	185	165
<b>Total</b>		<b>1.808</b>	<b>349</b>	<b>798</b>	<b>2.955</b>	<b>195</b>





## Transporte, buques y tanqueros

### Suministro y logística

Durante el año 2011 se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. La actividad naviera se desenvuelve con 62 buques, de los cuales 19 corresponden a buques propios (PDV Marina) y el restante son buques controlados por terceros. Estos 62 buques movilizaron un total de 647 MMBls de hidrocarburos durante todo el año.

El volumen movilizado de productos negros (petróleo y *fuel oil*) en 2011 fue de 461 MMBls a través de 32 buques, de los cuales 134 MMBls fueron movilizados por PDV Marina y el restante fue movilizado por flota controlada por terceros. Así mismo 116 MMBls (25%) fueron movimientos de cabotaje y 345 MMBls (75%) fueron movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar que hubo un incremento de 45 MMBls respecto al volumen movilizado el año pasado.

El volumen de productos blancos movilizado en el año 2011 fue de 155 MMBls a través de 21 buques de los cuales 29 MMBls fueron movilizados por PDV Marina y el restante fue movilizado por flota controlada por terceros. Así mismo 133 MMBls (86%) fueron movimientos de cabotaje y 22 MMBls (14%) fueron movimientos de Almaex y exportación. Cabe destacar que la movilización de este tipo de productos se incrementó en 4 MMBls respecto al año 2010.

Los productos de especialidades y GLP movilizados en 2011 fueron de 31 MMBls, manteniéndose constante con respecto al año 2010, de los cuales 10 MMBls fueron movilizados por PDV Ma-

rina y el restante por flota controlada por terceros. Este volumen fue realizado por movimientos de cabotaje, utilizando flota propia y controlada a través de 7 buques de GLP y 2 asfalteros.

Los contratos de construcción y adquisición de buques en mercados internacionales aliados a la República se han mantenido y efectuado operacionalmente algunos, tal es el caso de Japón, donde PDVSA adquirió 4 tipo Aframax de 104.000 TPM, de los cuales PDV Marina recibió 3 de estas embarcaciones en marzo, junio y noviembre: B/T Yare, B/T Paramaconi y B/T Terepaima, que operan al 100%; queda pendiente la entrega del BT Tamanaco para el primer trimestre de 2012, aumentando el tonelaje de petróleo en 312 TPM en la flota propia.

El mantenimiento de la flota continuó sin contratiempos, con reparaciones mayores a nivel de casco, estructura, sistemas u otras reparaciones menores de 10 buques tanques (Caura, Guanoco, Luisa Cáceres, Manuela Sáenz, Negra Hipólita, Inciarte, Proteo, Ícaro, Parnaso y Teseo), llevadas a cabo tanto en Dianca como en los astilleros de Curazao.

Durante el año 2011 se fortalecieron las alianzas estratégicas con países a través de las empresas mixtas TC-Shipping (Irán), cv-Shipping (China), Petrovietnam (Vietnam) y PDV Marina-Sovcomflot (Rusia), con participación accionaria del 50%/50% y el propósito fundamental de adquirir, fletar y realizar operaciones comerciales de buques tanques. Además, se constituyó una empresa de propósito especial en la República de Panamá, Panavenflot, para atender los trámites de financiamiento de 4 buques provenientes del Astillero Sumitomo en Japón.

A nivel de cabotaje, la demanda de combustible de las plantas generadoras de electricidad adscritas al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica se atendió de manera sistemática con el transporte de productos y asesoramiento técnico, con el firme propósito de garantizar la estabilidad del sistema eléctrico del país de manera eficiente y el despacho seguro en el eje del río Orinoco (Amazonas, Bolívar y Delta Amacuro). En lo que respecta al transporte de productos hacia el Territorio Insular Francisco de Miranda, se realizó el estudio de factibilidad para la adquisición de 2 buques.

Se destaca que en 2010 PDV Marina obtuvo la certificación ISM Code emitida por el Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos e Insulares (INEA), con lo que se mantiene el cumplimiento de los códigos internacionales de gestión de la seguridad operacional de los buques y la prevención de la contaminación. Este certificado tiene vigencia de cinco años.





## PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT)

Esta filial se creó en el marco de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, con el objeto de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno nacional, a través de una flota propia y empresas privadas de transporte que suministren oportunamente el producto con adecuados estándares de seguridad, calidad y confiabilidad. Para esto la Empresa Nacional de Transporte (ENT) ha asumido la ocupación de 96 empresas de transporte de las 364 existentes. En 2011 la ENT reactiva el mecanismo de nacionalización de las empresas de transporte que comprende: valoración, negociación, ocupación, absorción del personal y pago de los activos; la metodología de valoración incluye el avalúo de los activos y la auditoría financiera de la compra, logrando incrementar su participación en la distribución de combustibles líquidos en 13% con respecto a 2010. El volumen promedio transportado se incrementó de 193 a 262 MBD, es decir 66 MBD (34%) en un año.

En el mercado nacional, el 61% de combustibles líquidos se despachan vía terrestre y el 39% restante se movilizó con flota de terceros. Con estos avances en la distribución se redujo la participación del sector privado en 27%, que para 2010 transportaba 211 MBD y para 2011 desciende a 166 MBD, reducción equivalente a 45 MBD en el año.

El gráfico N.º 6 muestra los volúmenes transportados por la ENT comparados con los terceros desde 2010 hasta el cierre de 2011. Actualmente se tienen 23 sedes a nivel nacional y cuenta con una flota operativa para el transporte de combustibles líquidos de 787 unidades tractoras; cabe destacar que existe una disminución de la flota operativa en comparación con 2010 a causa de la obsolescencia de la flota absorbida. Por otro lado se cuenta con 1.081 unidades cisternas, 779 de las cuales fueron adquiridas en 2011 para incorporarlas al despacho del mercado nacional y el sector eléctrico.

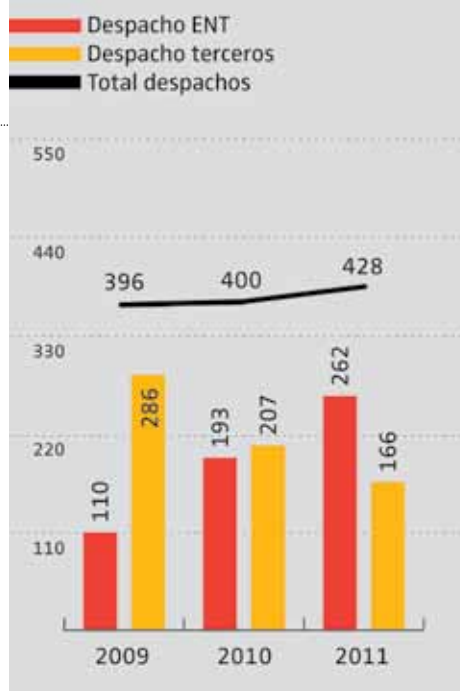
Como parte del Modelo Socialista, la nacionalización de las empresas de transporte benefició a los trabajadores y trabajadoras que fueron absorbidos e incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas del suministro de combustible.

## PDVSA Naval

Filial cuyo objetivo es desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas Costa Afuera, así como todo lo relacionado con la infraestructura naval para garantizar la autonomía de las operaciones de la Industria Petrolera Nacional. Posee las filiales Astinave y Dianca, astilleros dedicados al mantenimiento

Gráfico N.º 6

### Volumen transportado (MBD)



de buques y la construcción de embarcaciones más pequeñas para dar apoyo a la industria naval mayor, y Albanave, responsable de realizar servicios de transporte marítimo y fluvial de mercancías secas y a granel para cumplir con los convenios de los países integrantes del ALBA.

## Astillero Dianca

De acuerdo a lo establecido en Resolución N.º 6.620 de fecha 18 de junio de 2009, el Ministerio del Poder Popular para la Defensa transfirió 60% de sus acciones a PDVSA, quien a su vez las transfirió a PDVSA Naval. Este astillero ubicado en Puerto Cabello posee una localización estratégica para el Estado venezolano para la reparación de buques, embarcaciones petroleras, militares y comerciales.

## Albanave S.A.

Filial de PDVSA Naval constituida oficialmente el 5 de marzo de 2008 para prestar servicio a las rutas del Caribe, Atlántico y Pacífico, desarrollando con PDV Marina un mecanismo administrativo financiero con el propósito de iniciar las operaciones comerciales que conllevan el fletamento de varios buques, dedicados inicialmente a la ayuda humanitaria con Cuba y Haití en el transporte de alimentos y cargas generales.

## Principales proyectos

### Programa de construcción de astilleros en la República Bolivariana de Venezuela

*Astilleros del Alba (Astialba)*. El Proyecto de construcción de Astilleros del Alba es calificado por el Ejecutivo Nacional como estratégico y de interés nacional. Durante 2011 se concluyó la





ingeniería conceptual y está en desarrollo la ingeniería básica y de procesos. Igualmente finalizó el estudio de impacto ambiental y sociocultural para obtener el permiso del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente para la ocupación del territorio y la afectación de los recursos naturales. Así mismo, se concluyó el acondicionamiento del área para la construcción del campamento administrativo del astillero.

El Proyecto estima la generación aproximadamente 3.000 empleos directos durante la etapa de construcción y de 3.500 en la etapa de operación. Este logro se alcanza con la ejecución de las siguientes actividades:

- Conclusión del estudio de impacto ambiental y sociocultural.
- Conclusión de la ingeniería de detalle del campamento administrativo cuya construcción se iniciará en 2012.
- Finalización de la ingeniería conceptual del campamento industrial y del área de bote del material desechable y su vialidad de acceso.
- Registros mensuales de la estación meteorológica, y trimestrales de las condiciones oceanográficas del área marina.
- Firma del Contrato de Comodato entre el Instituto Nacional de Tierras y PDVSA Naval para los lotes de terreno de 343,2 has y 75,8 has requeridos para la construcción y operación de Astilleros del Alba.
- Firma del Contrato de Financiamiento para la construcción de Astilleros del Alba el 20 de septiembre de 2011. El contrato se denomina Contrato de Colaboración Financiera entre Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES) de Brasil con la intervención de la Constructora Andrade Gutiérrez, S.A. como interviniente exportador.
- Adelanto de la ingeniería básica y de procesos, así como de las especificaciones de estudios técnicos tales como el levantamiento batimétrico complementario, geología, estudio geotécnico por sondeos mecánicos e investigaciones en tierra y construcción de un terraplén de prueba.
- Iniciación del proyecto de ingeniería para el tendido de la línea de transmisión de 34,5 KV entre la sub-estación de Chacopata y el astillero. Esta actividad se adelanta en coordinación con Corpoelec. Se completó la topografía de replanteo para el comienzo de la reconstrucción y pavimentación del enlace vial Mérito-El Guamache. Esta vía será utilizada para el traslado de los trabajadores y trabajadoras que provengan de Cumaná hasta el astillero y permitirá una disminución del recorrido en una longitud estimada de 40 km.

*Astilleros Astinave.* Proyecto de Rehabilitación y Ampliación del Astillero, localizado en la Península de Paraganá, estado Falcón. El Proyecto de Rehabilitación y Ampliación contempla dos fases:

Fase I, cuando se rehabilitaran las instalaciones existentes con esfuerzo propio, particularmente la línea de producción para embarcaciones menores y varada (remolcadores, gabarras, lanchas). Esta fase permitirá la construcción de embarcaciones hasta 10.000 TPM. Se dio inicio a la rehabilitación y mantenimiento del dique flotante existente. Fase II, cuando se programa la expansión del astillero. Para desarrollar esta fase se firmó un Memorando de Entendimiento con la empresa China Harbour Company Ltd. (CHEC), la cual está elaborando un anteproyecto y ofrece un financiamiento para la ampliación del astillero en lo relativo a la infraestructura.

Durante el año 2011, se adelantó la evaluación de instalaciones, equipos y maquinarias con el objetivo de determinar los costos y tiempos de recuperación y mantenimiento de los activos existentes del astillero.

*Astilleros Río Orinoco.* Proyecto de Construcción de un Astillero en el río Orinoco, en la zona de Ciudad Guayana, estado Bolívar, con el objeto de fabricar y reparar embarcaciones menores para satisfacer la demanda de la industria petrolera y el eje fluvial Apure-Orinoco (Apurinoco).

#### **Programa de Construcción de buques en Astilleros Internacionales**

*Irán Marine Industria CO (SADRA).* Construcción de 4 buques Aframax de 113.000 TPM. Participación de PDVSA (por primera vez en la historia) en el sector de construcción naval en conjunto con la República Islámica de Irán. El proyecto contempla la construcción de buques, unidades móviles de perforación Costa Afuera y de astilleros, con la ejecución del proyecto de cuatro Aframax de 113.000 TPM, basado en el Acuerdo Bilateral de Promover Inversiones Recíprocas y firmado un contrato en junio de 2006. Actualmente se prevé la botadura del primer buque Aframax construcción H8505 para mayo 2012.

*Astilleros Navales Viana do Castelo ENVC (Portugal).* Construcción de 2 buques asfalteros de 27.000 TPM. Participación de PDVSA en el sector de la construcción naval en conjunto para la construcción de buques asfalteros, basado en el Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Portugal, firmado en mayo de 2010. Durante el año 2011 se fortaleció la relación solidaria con la República de Portugal, particularmente en el intercambio comercial en pro de la integración económica entre los dos países. Asimismo, se logró la obtención del financiamiento del 95% del costo total de la construcción de 2 buques asfalteros otorgado por el Banco Espirito Santo (BES) de la República de Portugal.

**CUADRO 36** Avance en el programa de construcción de buques en astilleros internacionales

Actividad		Ingeniería	Procura	Construcción	Alistamiento
Irán-Aframax	H-8505	100%	90%	90%	32%
	H-8506	100%	60%	26%	12%
	H-8507	100%	10%	8%	3%
	H-8508	100%	5%	2%	1%
Brasil Productores	EI-494	91%	75%	82%	29%
	EI-495	91%	64%	12%	5%
Brasil Panamax	EI-496	16%	14%	1%	0%
	EI-497	16%	14%	1%	0%
	EI-498	16%	14%	1%	0%
	EI-499	16%	14%	1%	0%
	EI-500	16%	14%	0%	0%
	EI-501	16%	14%	0%	0%
	EI-502	16%	14%	0%	0%
Argentina-Productores	EI-503	16%	14%	0%	0%
	C-79	95%	56%	96%	16%
	C-80	95%	23%	3%	0%

*Astillero EISA (Brasil).* Construcción de 10 buques. Construcción de 2 buques productores de 47.000 TPM. Convenio suscrito para construir 2 buques productores dentro del marco del Convenio Bilateral entre la República Federativa del Brasil y la República Bolivariana de Venezuela, que permitirá incrementar la autonomía del país en el ámbito del transporte y el suministro de productos. Tendrá una incidencia en la independencia naviera y la economía nacional. Este proyecto fue acordado mediante la firma de un contrato de construcción en diciembre 2006. En 2009 se realizó la botadura del primer buque productor de 47.000 TPM construcción (EI-494) Abreu e Lima en Astillero EISA Brasil.

Construcción de 8 buques Panamax de 70.000 TPM. Convenio suscrito para construir ocho buques Panamax dentro del marco del Convenio Bilateral entre la República Federativa del Brasil y la República Bolivariana de Venezuela, que permitirá incrementar la autonomía del país en el ámbito del sector de transporte y suministro de productos, lo cual tendrá una incidencia en la independencia naviera y la economía nacional. Este proyecto fue acordado mediante la firma de un contrato de construcción en diciembre 2006. El desarrollo de este proyecto constituirá una disminución de costos por concepto de fletes, haciendo uso de materias primas (acero naval) de la región de América del Sur, en línea con los propósitos del proyecto de integración. Durante el año 2011 se firmó acuerdo entre las partes PDVSA Naval y EISA, donde se reflejan los cambios en lo que respecta a cronograma

de entrega, manejo del fondo para la compra de equipos y pago por avance de obra en moneda local (reales) en relación con mano de obra y gastos del astillero.

*Astillero Río Santiago ARS (Argentina).* Construcción de 2 buques productores de 47.000 TPM. Convenio suscrito para construir dos buques productores entre la República de Argentina y la República Bolivariana de Venezuela, que permitirá incrementar la autonomía del país en el ámbito del sector del transporte y suministro de productos, lo cual tendrá una incidencia en la independencia naviera y la economía nacional. Se prevé la botadura de la construcción (C-79) Eva Perón para mayo 2012.

*Astillero Rongsheng Shipyard HEAVI Industries RSHI (China).* Construcción de 4 buques Suezmax DE 157.000 TPM. Contrato de construcción de 4 buques Suezmax de 157.000 TPM en la República Popular China, que incrementarán la autonomía del país en el ámbito del sector del transporte y suministro de productos, lo cual tendrá una incidencia en la independencia naviera y la economía nacional. Desde 2007 se iniciaron negociaciones para la construcción de 4 buques tipo Suezmax con el Astillero China Rongsheng Heavy Industries Group Holdings Limited (RSHI). Como logros relevantes en 2011, RSHI invita a PDVSA para firmar el contrato de construcción de 4 buques Suezmax de 157.000 TPM.



## Investigación y desarrollo

*En 2011 la cartera de Intevep, S.A. estuvo comprendida por 67 proyectos. A continuación se muestran los logros en el área de investigación y desarrollo para 2011 por segmento de negocio.*

### Exploración y estudios de yacimientos

Se identificó un incremento del 19% en el petróleo original en sitio (POES) del yacimiento Mirador 1X, perteneciente a la empresa mixta Baripetrol, pasando de 255 MMBls a 315 MMBls. Esto permitirá definir un nuevo plan de explotación, especialmente para el nivel superior, aumentar reservas y producción en el campo a través de la finalización del modelo geológico del yacimiento Mirador 1X que integra información geológica y de producción para culminar un nuevo modelo estático 3D del yacimiento.

Realizada con éxito la primera prueba de inyektividad en el Pozo VLG-3899 se logró un incremento de producción de 2,4 MBD mediante la evaluación de la inyektividad de agua y las estimaciones de las propiedades del yacimiento y régimen de flujo, lográndose un incremento de la producción de 2,4 MBD.

### Producción

Se prestó apoyo técnico para contribuir con un incremento de la producción de 1,1 MBD en Oriente y garantizar la producción de petróleo en Occidente mediante la realización de las siguientes actividades: fracturamiento del Pozo TP-4, Campo Tropical de Petroquiriquire, con un aporte de 657 BPD; optimización de producción de 3 pozos de Petrowarao para un aporte adicional de 400 BPD; emisión de las recomendaciones para garantizar el flujo de 78 MBD de petróleo mejorado al Centro de Refinación Paraguaná (CRP).







De igual manera se apoyó al área operativa para lograr un incremento de producción en 24,2 MMPCED de gas y 220 BPD de condensado, y se mantuvo la producción de 78 MBD de LGN mediante: la rehabilitación de 17 pozos pertenecientes a la División Lago que permiten una producción adicional de 20 MMPCD; la rehabilitación con TOFA del pozo inactivo RG 280, distrito Anaco, con una producción reportada de 0,8 MMPCED; la fracturación del pozo RPN-62, distrito Anaco, con una producción de 3,4 MMPCED y 220 BPD de condensado; y la parada del Tren B de la planta de extracción de San Joaquín sin eventos no deseados, lo que permitió mantener la producción de 78 MBPD de LGN.

Se generó el modelo de doble porosidad (fracturas y porosidad primaria) del Campo Travi, modelo petrofísico, sedimentológico y mallado de fracturas 3D y el diseño de las cartas sedimentológicas y descripción detallada de fracturas.

A fin de impulsar el incremento de producción y minimizar el uso de gas de procedencia externa, se brindó apoyo en el desarrollo del combustible LAGUNA-O/W para calderas de generación de vapor, así como en la construcción de la planta de producción de petróleo dispersos atomizables (CRUDA)-División Costa Oriental del Lago.

Se optimizó formulación del Multigel<sup>®</sup>, producto tecnológico de geles para el control de la producción excesiva de agua en la producción de petróleo y se aplicó en el Pozo SVS-242 de la unidad Lago Medio, confirmando su efectividad cuando se requiere disminuir el corte de agua sin afectar la producción de petróleo. Además, se aplicó el Multigel<sup>®</sup> en el Pozo FUL-107-El Furrial, para controlar la producción excesiva de 13 MMPCD gas y restauración de la producción, obteniéndose un ganancial de 1.782 BNPD. Actualmente está reactivada la producción en el Pozo FUC-25 con 857 BNPD y un corte de agua del 16%.

Probado el inhibidor de incrustaciones INTAV<sup>™</sup>, aplicable en sistemas hidrocarburos-agua con tendencias incrustantes, en el sistema EEF-15 de PDVSA Gas-distrito San Tomé, mostrando un alto desempeño en la mitigación de esta problemática en las líneas que transportan petróleo. Con dicha aplicación se evita una producción diferida de 2.178 BNPD y costos asociados al transporte de petróleo a través de camiones del tipo *vacuum*.

Recuperación de 266 líneas de flujo de petróleo y gas en la División Lago, mediante la sustitución de las existentes por tuberías flexibles del tipo FlexSteel<sup>®</sup>, adicionándose a la producción 36.000 BNPD de petróleo y 49 MMPCD de gas como resultado de la asistencia técnica en análisis y selección de materiales y confiabilidad de instalaciones. A la fecha se han realizado estudios de caracterización geoquímica de los fluidos (agua y gas) producidos en los nuevos pozos del Campo Dragón, DRA 6, 7, y 8, del proyecto Mariscal Sucre, y la exploración de nuevos menes de petróleo Costa Afuera mediante imágenes satelitales. También se han realizado

estudios de yacimientos de gas en la Plataforma Deltana, comparados con la República de Trinidad y Tobago, a fin de cuantificar reservas compartidas entre ambos países, brindado apoyo técnico a la Gerencia de Plataforma y la Gerencia de Sistemas Submarinos de PDVSA, en la revisión de la ingeniería de detalle de las plataformas de Dragón-Patao y Mejillones-Río Caribe.

Por otra parte se ha brindado apoyo a la visión de Soberanía Tecnológica, para impulsar la red de proveedores tecnológicos nacionales e internacionales de los países con los que se mantienen alianzas estratégicas.

## Faja Petrolífera del Orinoco

Se aplicaron productos tecnológicos para incrementar la producción de petróleo en 5.314 BNPD mediante: estimulación con detergencia de 6 pozos que producen un ganancial de 230 BNPD, División Ayacucho, Campo Bare y Arecuna; estimulación con INTESURF<sup>®</sup> de 18 pozos de la División Ayacucho que aportan una producción adicional de 1.084 BNPD, y recuperación aproximada de 4.000 BD de petróleo en petroritupano.

En la implantación de la tecnología MECS para el mejoramiento de petróleo en superficie, se dieron por concluidas las visualizaciones de los siguientes módulos: el primero de 62,5 MBD dentro de la expansión del Mejorador de Petromonagas, y el segundo de 200 MBPD para producción, que incluye la disposición del residuo mediante combustión para la generación de electricidad.

Con el fin de implementar soluciones capaces de minimizar dependencia con empresas foráneas y reducir costos estimados de inversión de 5 millones de dólares, culminó la conceptualización del deshidratador electrostático nacional a ser implementado en Morichal como sustitución de los equipos Natco. Por primera vez en Venezuela se lograron calcinar, en cvg Carbonorca, 10.000 TM de coque de petróleo provenientes de Petroanzoátegui. Sus aplicaciones inmediatas son: como material de relleno en los hornos de cocción de ánodos base carbón para la industria de aluminio, estimándose ahorros mayores a 1,6 millones de dólares anuales en sustitución del coque metalúrgico importado y como agente piroconsolidante en la aglomeración de mineral de hierro en sustitución de la antracita importada.

## Refinación e industrialización

Se contribuyó al avance del proyecto Expansión de la Refinería El Palito y se mantiene con avance significativo el apoyo y ejecución del proyecto de conversión profunda de la Refinería Puerto La Cruz, en cuanto a la implantación de tecnologías propias a través de un estudio de visualización de la Unidad de Recuperación de Sólidos y la culminación de los ensayos experimentales de la Unidad de Recuperación de Metales, lo que permitirá contar con un método de separación aplicable a gran escala y

recuperar el 90% de los metales del catalizador, lo que generará un ahorro de 122 millones de dólares al año.

Instalación y puesta a punto de la unidad de microactividad en lecho fluidizado ACE-Model-R+, la cual permite reducir en 30% el tiempo requerido para evaluaciones de catalizadores y aditivos de FCC con una mayor precisión en los resultados. Se evaluaron los catalizadores de isomerización disponibles comercialmente para recomendar la mejor alternativa al Centro de Refinación Paraguaná (CRP). El ahorro asociado a la actualización del catalizador, sólo por concepto de mayor resistencia a los contaminantes, asciende a 1,3 millones de dólares.

Se realizó seguimiento operacional a la unidad GHT (hidrotratamiento de gasolina) de CRTGO Corpus Christi y se emitieron recomendaciones técnicas para la optimización de la operación que garantizan un tiempo de corrida de dos años, evitando paradas por cambio de catalizador y el consecuente costo asociado por parada de producción de gasolina desulfurada. Se identificaron nuevos usos a corrientes de difícil colocación en los mercados actuales de combustibles, a fin de proveer insumos a la industria a través de la recolección, adecuación y caracterización de corrientes lodosas de la Refinería Cardón y alquitrán de la Refinería El Palito, las cuales serán destinadas a cvg Alcasa, cvg Venalum y cvg Carbonorca para la elaboración de ánodos.

A fin de incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los mejoradores tanto en infraestructura, procesos, operaciones, diseño, adecuación ambiental y talento humano, se brindó apoyo técnico en las áreas de ingeniería de procesos, corrosión y materiales en paradas de plantas de Petromonagas, Petrolera Sinovensa y Petroanzoátegui.

Se culmina la selección de sistemas catalíticos para hidrotratamiento en Petropiar, Petroanzoátegui y Petromonagas, así como la evaluación técnica de catalizador NDHT en Petrocedoño para selección adecuada del suplidor. El ahorro potencial obtenido fue de 2 millones de dólares.

Se propuso el uso de coque de petróleo como material para la generación de electricidad para el circuito refinador venezolano. Se ha completado el estudio para la identificación y evaluación de la tecnología de gasificación que permite mitigar el riesgo tecnológico asociado al procesamiento de coque de petróleo. Se brindó apoyo al proceso de incorporación de etanol en el *pool* de gasolinas y en el marco del Plan Nacional Etanol, a través de la validación de la primera versión de modelos integrados de formulación y predicción de calidades de gasolinas de 91 octanos RON, con etanol y metil terbutil éter, para el Centro de Refinación Paraguaná (CRP) y Refinería El Palito, a fin de adecuar las gasolinas al mercado interno. Se optimizaron a escala laboratorio tres formulaciones de emulsiones asfálticas para las cuales se proyecta una prueba piloto de campo.

Con el fin de identificar nuevos usos para el azufre, se fabricaron 5 prototipos de concretos de azufre modificado químicamente y no modificado. Se midió la resistencia a la compresión de los mismos y se halló un desempeño entre el 14 y 30% superior a la de un concreto Portland convencional.

### Otros aspectos de interés

Apertura de las nuevas sedes de Intevp Tía Juana y Faja, a fin de reforzar y brindar asistencia técnica especializada en sitio e incrementando la capacidad instalada a 40 puestos de trabajo, con 4 laboratorios para: cementación de pozos, fluidos de perforación, daños a la formación y estimulación de pozos e infraestructura experimental de producción en Tía Juana, y de 79 puestos de trabajo y 5 laboratorios para: caracterización de petróleo, cementación de pozos, daños a la formación y estimulación de pozos en San José de Guanipa; 1 laboratorio en Morichal y facilidades habitacionales en *trailers* compuestos por 34 habitaciones individuales y 6 unidades unifamiliares en San Tomé.

En materia de protección de propiedad intelectual se capturaron 16 nuevos activos: 12 patentes, 3 marcas comerciales y 1 derecho de autor. Para 2011 el portafolio acumulado de PDVSA alcanza: 841 patentes, 513 marcas comerciales, 116 derechos de autor, 13 secretos empresariales, 24 depósitos legales, 42 nombres de dominios.

Se estableció el costo de generación eléctrica a gran escala en función del combustible primario utilizado (gas, gasoil, carbón y coque) y la opción termoeléctrica, a través de la actualización de la herramienta del modelo de competencia intercombustible, a fin de maximizar el uso eficiente de los combustibles y apoyar la formulación de políticas públicas energéticas en el desarrollo del sistema eléctrico nacional.

Se mantuvo el promedio semanal de ahorro en el consumo de energía eléctrica de 27%, superando el 20% establecido como meta, a través de campaña comunicacional interna.

Se impulsó la aplicación y masificación del producto tecnológico PERMAVICS®, fluido de perforación base agua con propiedades viscoelásticas diseñado para reducir pérdidas de circulación en yacimientos fracturados o de baja presión, mediante la transferencia tecnológica a la empresa Interfluid y su posterior aplicación en el Pozo BEJ-15, Campo Bejucal, Barinas.

Se encuentran diagnosticadas y analizadas las capacidades técnicas, tecnológicas y sociales de los sectores industriales de envases para lubricantes, recipientes a presión, aceites dieléctricos, inspección de equipos de izamiento de carga y taladro, liga para frenos, soldadura, fabricación de cemento petrolero, fluidos de perforación y químicos, lo cual permite evaluar las oportunidades de mejora de cada sector, posibilidades de conformación de EPS y de otras unidades socioproductivas.



## Seguridad industrial e higiene ocupacional

En atención a las líneas generales del Plan de Desarrollo, Económico y Social de la Nación 2007-2013, Plan Siembra Petrolera y el marco legal vigente, PDVSA, a objeto de asegurar que sus procesos y operaciones se ejecuten en forma segura, ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas con la participación de los trabajadores y trabajadoras para el control de los riesgos en materia de seguridad industrial e higiene ocupacional.

## Ambiente

PDVSA sigue a la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente mediante una visión socialista y revolucionaria que incluye la participación protagónica de sus trabajadores y trabajadoras, dentro de los lineamientos generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, el Plan Siembra Petrolera y las Líneas Estratégicas de Ambiente.

## Desarrollo social

Los aportes para Desarrollo Social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2011 se presentan en Apoyo a Misiones y Proyectos Sociales que se realizan con el Fondo Independencia 200, el Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral, el Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, el Fondo Petrobonos, el Fondo de Asfalto y el Fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), además de las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden), al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) y al Fondo Chino.

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar en la verdadera siembra del petróleo, en 2006 la Junta Directiva de PDVSA aprobó que el 10% del monto que se invierte en obras y proyectos petroleros de todas sus filiales sea dedicado a desarrollo social

en las áreas de educación, vialidad, salud, infraestructura de servicios y economía social, entre otros. A fin de profundizar en la transformación social en las áreas de influencia de nuestras operaciones, durante 2011 este 10% fue utilizado para la Gran Misión Vivienda Venezuela. Es importante mencionar que la vieja PDVSA no realizaba aportes de este tipo. Ahora los negocios, empresas y filiales, así como su desarrollo social están orientados a coadyuvar con los entes y organismos nacionales, regionales y locales, para la construcción del Socialismo Bolivariano, enmarcado en la consolidación de una nueva estructura social justa e incluyente, en la cual prevalezcan los más altos valores de la solidaridad, complementariedad e igualdad social que se traducen en equitativas formas de producción, apropiación y distribución de los excedentes económicos; en la desconcentración de actividades y de la población en cohesión y equilibrio socioterritorial que aporte respuestas a las necesidades de calidad de vida e infraestructura de servicios, y preserve de manera sustentable el ambiente, todo ello con la amplia participación soberana del pueblo venezolano.

En el cuadro N.º 37 se indican los aportes realizados en millones de dólares al desarrollo social durante el período 2001- 2011:

En 2011 los aportes sociales alcanzaron los 39.604 millones de dólares, lo que representó un aumento de 18.859 millones con respecto a 2010, debido principalmente a que el 19 de abril de 2011 entró en vigencia la nueva Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos, realizados al Fonden y la continuidad de los siguientes fondos: Fondo de Desarrollo Social de PDVSA, Fondo Independencia 200 y Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral.

## PDVSA La Estancia

Enmarcado dentro de los preceptos constitucionales y en concordancia con lo establecido en las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, el Plan Siembra Petrolera y el Artículo 5 del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, PDVSA La Estancia ha desarrollado un conjunto de estrategias orientadas a mejorar la calidad de vida de los venezolanos a través de la promoción sociocultural y el fortalecimiento de nuestra identidad cultural, además de promover la conformación de comunidades dinámicas, participativas, asociativas, diversas, responsables y comprometidas.

CUADRO 37

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Total
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	322	2.748
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	1.238	4.350
Gran Misión AgroVenezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.140	1.140
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	650	-	6.356
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	-	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	1	-	160
Misión Guaicapuro	-	-	-	-	11	-	-	-	-	-	-	11
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	2	965
Misión Identidad	-	-	-	44	1	-	-	-	-	-	-	45
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	-	319
Misión Vivienda	-	-	300	500	500	476	659	221	157	1.251	-	4.064
Misión Robinson I y II	-	-	72	-	-	-	-	-	-	-	-	72
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	2.115	2.197	5.660
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.578	1.566	7.868
Misión Árbol	-	-	-	-	-	-	12	9	2	-	-	23
Misión Música	-	-	-	-	-	-	43	-	-	22	-	65
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	-	-	283
Proyectos Agrícolas	-	-	-	600	600	423	919	848	54	14	362	3.820
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	116	409
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	757	899
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	1.155	1.828
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	623	958
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	-	738
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	84	539
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.108	4.306	5.414
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	97	125
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	864	2.065	2.507	5.022	10.458
Apoyo a emergencia por lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	219	256
Plan Caracas Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	145	145
Aportes a comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	585	2.653
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	623	2.331
Otros misiones y aportes	-	-	96	13	481	152	175	280	246	3.984	307	5.734
<b>Aportes a misiones y programas sociales</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>2.316</b>	<b>3.762</b>	<b>5.274</b>	<b>8.048</b>	<b>4.990</b>	<b>6.006</b>	<b>19.411</b>	<b>20.866</b>	<b>71.270</b>
Gran Misión Vivienda Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.010	4.010
Fonden	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	14.728	44.187
Fondespa	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	-	-	4.229
<b>Total aportes a misiones y programas sociales</b>	<b>34</b>	<b>14</b>	<b>549</b>	<b>4.316</b>	<b>7.287</b>	<b>12.358</b>	<b>14.809</b>	<b>17.374</b>	<b>6.606</b>	<b>20.745</b>	<b>39.604</b>	<b>123.696</b>

Nota: Los desembolsos acumulados, aportados por PDVSA durante los nueve años comprendidos entre 2001-2011, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada periodo, estas cantidades difieren 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 o como parte de los activos.





*Convenios  
de cooperación  
energética*



## Convenios de cooperación energética

### Petroamérica

Surge como una propuesta del Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela para materializar la unión energética de los pueblos como un habilitador geopolítico que permita utilizar los recursos energéticos de Centroamérica, Suramérica y el Caribe para motorizar el establecimiento de sociedades más justas, solidarias y eficientes en la lucha contra la pobreza, reduciendo las asimetrías económicas y sociales.

Petroamérica acoge los principios rectores de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), integración energética, solidaridad, complementariedad, comercio justo, fomento de las inversiones en América Latina, trato especial y diferenciado a las naciones según sus capacidades. Ambas iniciativas comparten el propósito histórico y fundamental de unir las capacidades y fortalezas de los países que las integran, para la definición conjunta de grandes líneas de acción política común entre estados que comparten una misma visión del ejercicio de la soberanía, desarrollando cada uno su propia identidad.

### PDVSA América, S.A.

En 2006 PDVSA creó la filial PDVSA América con el fin de implementar las políticas energéticas de la República Bolivariana de Venezuela en Latinoamérica y el Caribe a nivel continental, para contribuir así al posicionamiento del país como potencia energética regional que fomente las relaciones energéticas, políticas, culturales y económicas en favor de la equidad y justicia social.

Las actividades desarrolladas se centran en fortalecer el papel de PDVSA como proveedor confiable de hidrocarburos, a través de la estrategia de diversificación de mercados que impulsa la República Bolivariana de Venezuela, para la conformación de un nuevo mapa energético mundial en el que Latinoamérica se convierte en un nuevo polo energético. En ese sentido se adelantan proyectos en materia de suministro y transferencia de tecnología; mejoramiento de las capacidades para la exploración y producción de petróleo y gas, generación eléctrica, refinación, petroquímica, almacenamiento, suministro y distribución de productos; posicionamiento de su marca comercial en los mercados al detal y desarrollo naval bajo un enfoque de compromiso social, contribuyendo a la integración de los países donde actúa. (Ver imagen N.º 6)

La creación de empresas mixtas ha sido una de las estrategias implementadas para el emprendimiento conjunto de obras, a los fines de promover la participación de los países en su propio desarrollo y optimizar la capacidad de ejecución. Adicionalmente al desarrollo de estos negocios y proyectos, a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos se impulsa también la cadena de valor no petrolera. (Ver imagen N.º 7)

A continuación se presentan los principales logros alcanzados por las filiales y empresas mixtas de PDVSA América, S.A., durante el año 2011 en cada uno de sus bloques subregionales: Región Andina, Región Sur y la Región Centroamérica y el Caribe, en el marco del acuerdo de Petrocaribe:

### Región Andina

En esta región, PDVSA América, a través de su filial PDV Andina, S.A., concentra sus actividades en sus dos principales socios estratégicos: Ecuador y Bolivia, y fortalece su presencia por medio de las filiales PDVSA Bolivia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., con oficinas en La Paz y Quito, respectivamente.

### PDVSA Bolivia, S.A.

Las principales estrategias de PDVSA América, S.A. en Bolivia consisten en el desarrollo de negocios aguas arriba de la cadena de hidrocarburos y de generación eléctrica en la cadena no petrolera, así como en el posicionamiento de la marca PDV®. Estas actividades abarcan:

- Ampliación progresiva en la colocación regional de los volúmenes de combustible y productos venezolanos a través del Acuerdo de Cooperación Energético de Caracas en sinergia con PDVSA Petróleo, S.A.
- Posicionamiento de la marca PDV® mediante el abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en el eje troncal de Bolivia, importando combustible de Venezuela y comercializando lubricantes PDV en sinergia con PDVSA Ecuador.

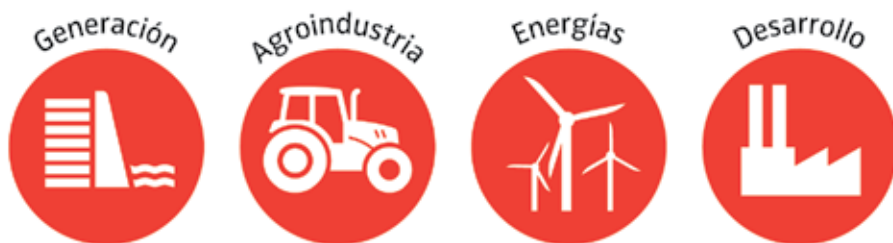




Imagen N.º 6



Imagen N.º 7





- Exploración a riesgo en los bloques del Subandino Norte y Sur que se extienden respectivamente entre los departamentos de La Paz, Beni, Cochabamba, Santa Cruz, Tarija y Chuquisaca, en alianza con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).
- Generación eléctrica a través de la empresa mixta ENDE Andina SAM (Planta Operativa Entre Ríos de 100 MW y nueva planta de 120 MW en el Sur de Bolivia).

Durante 2011 se adelantó el plan de exploración y explotación de 7 bloques en el Subandino Sur y 5 en el Subandino Norte a través de la empresa mixta Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y Petroandina Sociedad Anónima Mixta (SAM) (40% PDVSA y 60% YPFB), con un importante avance en la construcción de accesos al Pozo Timboy en el Sur que se prevé culminar en marzo de 2012. Se terminaron los estudios de sísmica y geológicos del Lliquimuni en el Subandino Norte con los que se determinaron dos zonas de interés que representan un total de 156 km<sup>2</sup>, con un volumen potencial de 50 MMBls de petróleo y 1 MMMPC de gas natural. De resultar prospectivas las demás áreas exploradas, se iniciarán a corto plazo programas de perforación y producción de gas a través de la empresa mixta, permitiendo el desarrollo petrolero local con beneficio para ambos países. Adicionalmente, con la finalidad de impulsar el proceso de recuperación y nacionalización de los recursos naturales y de la industria petrolera bolivariana en favor de los habitantes de esta nación, en el año 2008 se suministró a Bolivia la torre de perforación petrolera PDV08 de 2.000 HP de capacidad.

Hasta la fecha el taladro ha apoyado la actividad exploratoria que realiza YPFB en la perforación de los pozos Víbora I y II, en el Campo Víbora, departamento de Cochabamba. Se concretó la renovación del acuerdo interinstitucional entre YPFB, PDVSA Bolivia y PDVSA Servicios Petroleros para la operación del taladro por dos años más, con sesión del acuerdo por parte YPFB Petroandina SAM para emplear el taladro en la perforación del Pozo Timboy X2.

Se suministraron 10,8 MBD de productos bajo el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, mientras que en materia de comercialización continúa operando la empresa filial Petroandina Comercio y Suministro S.A., filial de PDVSA Bolivia S.A., que distribuyó 92.000 litros de lubricantes PDV, 5 MTM de asfalto y 12 MMLTs de gasolina y diesel.

A través de la empresa mixta ENDE Andina SAM se construyó la Planta Termoeléctrica Entre Ríos de 100 MW, la cual opera normalmente y que inició el aporte de los dividendos correspondientes. La ingeniería de este proyecto será la base para la construcción de una nueva planta termoeléctrica similar en el Sur de Bolivia de 120 MW, cuya adjudicación se logró en 2011. Su construcción se llevará a cabo en 2012, lo que permitirá un posicionamiento estratégico de PDVSA como suplidor integral de energía en dicho país.







En cuanto a las actividades de desarrollo social cabe mencionar que se concluyó la construcción del campamento para el personal de la Planta Eléctrica de Entre Ríos, que tiene la particularidad de contar con instalaciones deportivas y educativas para la interacción con la comunidad aledaña al proyecto. Se continúa con el apoyo a la Fundación EFEL CIAPA, relacionado con el proyecto del centro educativo, recreativo y productivo Suma Kamaña, ofreciendo alternativas en la mejora de las condiciones de vida a una población infantil de 300 niños y niñas menores de 6 años que viven con sus padres en la prisión de San Pedro, La Paz, y reciben formación educativa, apoyo integral en salud, alimentación adecuada y formación interdisciplinaria en arte, deporte, etc.

#### **PDVSA Ecuador, s.A.**

La principal estrategia de PDVSA América, s.A. en Ecuador consiste en el desarrollo de proyectos y negocios a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos. El portafolio de negocios y proyectos contempla:

- Exploración a riesgo en nuevos bloques del Suroeste del Golfo de Guayaquil.
- Optimización de la producción del Campo Sacha con nuevas tecnologías de levantamiento artificial.
- Construcción de la Refinería del Pacífico Eloy Alfaro Delgado, con una capacidad de 300 MBD y conversión profunda para procesar petróleo proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco que permitirá suplir el mercado interno de Ecuador y exportar hacia otros países de la región.
- Optimización de la planta de lubricantes de PDV Ecuador.
- Convenio de Intercambio de Petróleo por Productos.
- Desarrollo de un canal de ventas vía adquisición y/o abandono de 40 estaciones de servicio en este país.

Los aspectos más resaltantes durante el año 2011 fueron: la reasignación de dos nuevos bloques: Bloque 1 y Bloque 5 en la región Suroeste del golfo, luego de que la exploración desarrollada en el Bloque 4 del Golfo de Guayaquil diera como resultado un bajo potencial y un alto riesgo geológico. La culminación de la primera fase de geología de superficie y el proceso de licitación de la sísmica 2 D del Bloque 1 con la intervención del socio Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador) en forma temprana, para un análisis conjunto de los estudios geológicos en progreso con el objetivo de minimizar los riesgos asociados y garantizar el éxito de estos proyectos exploratorios.

En el área de Campos Maduros, PDVSA Ecuador s.A. y la EP Petroecuador, a través de la empresa mixta Operaciones Río Napo CEM (30% PDVSA Ecuador y 70% EP Petroecuador), continuaron con la optimización y explotación del Campo Sacha.

Durante 2011 la producción promedio anual fue de 49,2 MBD y se completaron 20 pozos. El 1 de noviembre de 2011 se suscribió

un nuevo contrato de operaciones para este campo que establece una tarifa única que se ajustará anualmente.

Con el objetivo de incrementar la producción del Campo Sacha, PDVSA y Operaciones Río Napo CEM, se suscribió también un contrato para la prestación de servicios de perforación de 2 taladros CPV-16 y el CPV-23 y adicionalmente el 29 de noviembre de 2011 se incorporó el taladro PDV-79. A corto plazo se espera aplicar nuevas tecnologías de recuperación secundaria para elevar la producción de este campo.

En 2011 PDVSA Ecuador s.A. y EP Petroecuador, a través de la empresa mixta Refinería del Pacífico CEM (PDVSA 49% y EP Petroecuador 51%), continuaron con el desarrollo del proyecto Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico Eloy Alfaro Delgado, con capacidad de 300 MBD, que permitirá posicionar a PDVSA como refinador líder en la región suramericana. El proyecto concluirá la fase de la ingeniería básica en el primer trimestre de 2012.

A través del Convenio de Intercambio de Petróleo Ecuatoriano por Productos, durante el año 2011 se comercializaron 53 MBD, con la consecuente optimización de costos y fletes, la diversificación de los mercados y un beneficio de 334 millones de dólares. PDVSA posee también una planta de preparación y envasado de lubricantes en Guayaquil, con una capacidad de 10.000 galones al año. La producción de la planta para el año 2011 fue de 2,7 millones de galones de lubricantes, que corresponden al 15% del mercado interno ecuatoriano. En esta planta se envasan diferentes marcas, además de los 1,34 millones de galones de PDV®, 671.000 galones a Petrocomercial, 470.000 galones a la marca Castrol y 153.000 a Importadora Andina.

Adicionalmente se implementaron las actividades previstas en el Plan de Mercadeo 2011, entre las cuales destacan la campaña publicitaria en los medios, el monitoreo o *tracking* de la marca, los auspicios y presencia de la marca PDV®, así como el lanzamiento y cambio de nuevos envases. Es importante mencionar que como parte del esfuerzo dirigido a incrementar la producción de la planta, se constituyó un equipo de negocios entre las filiales de PDVSA América para desarrollar a corto plazo la estrategia comercial de lubricantes en Sudamérica.

PDVSA Ecuador, s.A. en materia de desarrollo social, durante el año 2011 ejecutó acciones asociadas al Proyecto Bloque IV de la Isla Puná. En particular, cumplió con el cierre de aquellas obras de infraestructura comunitaria, de cara a lo dispuesto en el Plan de Abandono establecido por el Ministerio del Ambiente ecuatoriano. Las comunidades: Agua Piedra, Cauchiche y Río Hondo fueron beneficiadas con sendas albarradas para el abastecimiento de agua de lluvia que apoyan la producción animal y agrícola, así como con la construcción de 3 escuelas, impactando positivamente a 667 habitantes y 324 niños y niñas respectivamente. También se construyó una carretera que favorece a 833 habitantes.

## Región Sur

Región conformada por Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay; PDV Sur, S.A., filial de PDVSA América, ejecuta su misión a través de las filiales PDVSA Do Brasil, Ltda., PDVSA Argentina, S.A., PDVSA Uruguay, S.A. y PDVSA Paraguay, S.A., cuyas oficinas están ubicadas en Río de Janeiro, Buenos Aires, Montevideo y La Asunción, respectivamente.

### PDVSA Argentina, S.A.

La principal estrategia de PDVSA América en Argentina consiste en el desarrollo de proyectos y negocios a lo largo de toda la cadena de hidrocarburos. Las actividades son:

- Exploración a riesgo Costa Afuera en el Golfo San Jorge.
- Producción en Campos Maduros en sinergia con YPF y Enarsa en Venezuela y Argentina (destaca la región de Neuquén de Shale Oil y Tight Gas) para garantizar ingresos tempranos.
- Instalación de GNL en Punta Alta, en función del mercado local de gas y el acceso a los gasoductos de la región.
- Asociaciones estratégicas con mini-refinadores de la región en áreas cercanas a la producción de petróleo para el mercado interno, en complemento a los volúmenes de combustibles PDV®.
- Adquisición de capacidad de almacenamiento estratégico y logística para el transporte y distribución de los combustibles a distribuidores y/o estaciones de servicio al detal a través de la red Petrolera del Cono Sur, S.A. (PCSA).
- Posicionamiento de la marca PDV® en la región a través de PCSA supliendo a las 110 estaciones de servicio de SOL y las nuevas adquisiciones y abanderamiento de estaciones de servicio PDV.

Durante el año 2011 resaltaron los siguientes aspectos:

A través de la empresa mixta Enarsa-PDV, se avanzó con la entrega de 12 documentos de la ingeniería básica del gasoducto para la instalación de GNL de 20 MMMPC en Punta Alta, Argentina, cuya finalización se estima para el primer trimestre de 2012 y la operación en 2013.

En el marco del Convenio Integral de Cooperación, PDVSA ha suministrado a Enarsa y Cammesa un volumen anual de 24,6 MBD de gasoil y *fuel oil* bajo el Acuerdo de Convenio Integral de Cooperación.

Por otra parte, se completó el proceso de licitación y procura de una nueva flota para la empresa mixta Fluvialba (60% PDVSA y 40% Fluviomar), cuyo objetivo es crear un canal fluvial de comercialización de productos PDV entre países de la región (Argentina, Brasil, Bolivia, Paraguay y Uruguay). La nueva flota consistirá de 16 barcasas tipo gabarras de almacenamiento, de las cuales las dos primeras se construirán a partir de abril de 2012 en el Astillero y Taller Naval Astana, S.A.

Se incrementó la participación accionaria de PDVSA en la empresa mixta Petrolera del Cono Sur, S.A. (PCSA) en un 47,19%, pasando a 94,38%. PCSA será un mecanismo de implantación para una red de almacenamiento, transporte y distribución de combustibles y lubricantes tanto hacia las 110 estaciones de servicio SOL como hacia futuras estaciones de servicio PDV en Argentina.

### PDVSA Do Brasil, Ltda.

La estrategia en Brasil consiste en el desarrollo de los negocios y proyectos aguas abajo en la cadena de los hidrocarburos. Las actividades son las siguientes:

- Participación en la construcción de la Refinería Abreu e Lima en Pernambuco, Brasil, en asociación con Petrobras.
- Mejoramiento de las facilidades de almacenamiento en Porto Vehlo.
- Desarrollo de una infraestructura de almacenamiento y logística en el norte y noreste de Brasil.
- Desarrollo de infraestructura para producción y envasado de lubricantes PDV®.
- Desarrollo de red de suministro de combustibles a nivel del mercado interno de Brasil.

Los aspectos a resaltar durante el año 2011 fueron:

PDVSA Do Brasil, Ltda. ha orientando sus esfuerzos en completar los aspectos financieros para formalizar la incorporación de PDVSA al proyecto de la Refinería Abreu e Lima y respaldar su correspondiente cuota. Una vez constituida la empresa mixta, ésta tendrá una participación accionaria del 60% en Petrobras y del 40% de PDVSA Do Brasil, Ltda. y la misma tendrá una capacidad de procesamiento de 230 MBD de petróleo, donde el 50% será petróleo Carabobo 16 o equivalente, proveniente de la Faja Petrolífera del Orinoco, y el 50% será petróleo Marlim 16 proveniente de la Bahía de Santos de Brasil.

En 2011 se logró constituir una estructura financiera para respaldar ante el Banco Nacional do Desenvolvimento (Bndes) su participación en la Refinería Abreu e Lima, y se mantuvo la vigencia del Contrato de Conclusión de las Negociaciones firmado con Petrobras. La Refinería Abreu e Lima estaría entrando en operaciones en 2014 y nuestra participación en el proyecto permitirá posicionar a PDVSA en el mercado del norte y noreste del Brasil principalmente. Se logró la manufactura y envasado de 32 mm<sup>3</sup>/mes de lubricantes PDV® en instalaciones de Brasil y se integró un equipo con las filiales de PDVSA América para establecer una estrategia comercial integrada en la región.

Bajo la marca PDV® se abandera una red de 65 estaciones de servicio ubicadas en Belem, estado de Para. Las ventas de combustibles cerraron al año 2011 con volumen de 33 MMLts/mes. Los lubricantes PDV® se venden en 22 estados de Brasil y para 2011 la cifra de venta se incrementó en un 10% con respecto a 2010,



superando la meta planteada a corto plazo con un volumen de 270 MLts/mes.

En cuanto al desarrollo de actividades sociales, PDVSA Do Brasil, S.A. apoyó a la Federación Internacional Democrática de Mujeres (FDIM), con el fin de crear asociaciones que promuevan la participación y la integración de la familia en Brasil y el mundo. Se editaron 4.000 ejemplares del libro en español *El muy inquieto señor general* de Sergio Bruni, que rescata la vida del combativo militar e intelectual José Ignacio de Abreu e Lima. Se donaron 2 computadoras a la Fundación de la Biblioteca Hugo Chávez, municipio Abreu e Lima, estado de Pernambuco, y 100 uniformes deportivos (Do Bok) a 2 comunidades pobres de Río de Janeiro.

#### PDVSA Uruguay, S.A.

La estrategia en Uruguay consiste en el desarrollo de negocios y proyectos aguas debajo de la cadena de valor de los hidrocarburos como sigue:

- Potencial refinación local en asociación con Administración Nacional de Combustible, Alcoholes y Portland (ANCAP) para optimizar y ampliar la Refinería La Teja.
- Desarrollo de capacidades de almacenamiento y logística, comercialización de combustibles y lubricantes PDV.
- Abanderamiento progresivo de estaciones de servicio en la región.
- Desarrollo del Complejo Alcoholes del Uruguay (ALUR) para biocombustibles y alimentos.

Como logros de 2011 destacan:

La continuidad en el suministro de petróleo a Uruguay bajo el esquema del Acuerdo de Cooperación de Caracas, que se ubicó en 9,7 MBD. Se puso en marcha la estrategia de abastecimiento de lubricantes PDV para los países del sur y se llevó a cabo la primera venta de estos lubricantes provenientes de la Planta Envasadora de PDVSA desde la Planta del Centro de Refinación Paraguaná-Cardón, Venezuela.

Por otro lado, PDVSA Uruguay S.A., conjuntamente con la empresa estatal uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), constituyeron en 2007 la empresa mixta Alcoholes de Uruguay S.A. (ALUR) con una participación accionaria del 10% y el 90% respectivamente, para la producción conjunta de etanol, azúcar, biodiesel, energía eléctrica, alcohol potable y alimento animal (este complejo agroenergético y alimentario se localiza en tres polos del país: Norte Bella Unión, Litoral Paysandú y área metropolitana Montevideo-Canelones). ALUR produce integralmente energía y alimentos en un marco social, económico y ambientalmente sustentable, integrando por completo la cadena de valor del mercado de biocombustibles en Uruguay. En 2011 consiguió incrementar la facturación y la producción de la empresa.

CUADRO B Volumen producido

Producción ALUR	2011	2010	2009
Azúcar (t)	32,635	18,027	27,767
Etanol (m <sup>3</sup> )	17,194	12,431	-
Biodiesel (t)	15,976	9,575	-
Coproductos (t)	36,841	8,309	-
Energía eléctrica (MW)	19,944	9,836	-
Planta Paysandú (m <sup>3</sup> )	2,230	3,340	-

La cartera social contempló el dictado de talleres educativos, musicales y de voluntariado en Montevideo, beneficiando 40 niños y niñas, 8 adolescentes en situación de extrema pobreza y 450 personas que promueven valores de solidaridad y cooperación. Realizó el mantenimiento de la Plaza Simón Bolívar, donde se ofrecen actividades educativas y meriendas a 60 niños y niñas del Barrio Cerro, con aportes monetarios trimestrales y envíos bimensuales de alimentos no perecederos al Programa de Ayuda del Centro Infantil y Chacra de Equino Terapia en Bella Unión; esta actividad beneficia a 350 habitantes de 2 comunidades del Departamento de Artigas.

#### PDVSA Paraguay, S.A.

La estrategia en Paraguay consiste en apalancar el cambio de patrón energético en favor del ambiente.

A diferencia del resto de países de la región, Paraguay posee una matriz energética basada principalmente en la biomasa. En este sentido, Venezuela ha propuesto una alianza orientada al cambio de patrón energético migrando hacia otras fuentes de energía y así contribuir a un desarrollo energético ambientalmente sustentable. El portafolio de negocios y proyectos contempla la comercialización de combustibles y lubricantes venezolanos en sinergia con PDVSA Comercio y Suministro y el desarrollo de capacidad local de almacenamiento y logística.

Los principales logros durante el año 2011 fueron el desarrollo de estudios de identificación de penetración de medios masivos de comunicación e investigaciones para la formación de una red de estaciones de servicio y distribución de lubricantes PDV, con el objetivo de posicionar la marca en el mercado interno al detal. Por otro parte, durante el año se entregaron 7,5 MBD de productos bajo el Acuerdo Energético de Caracas.

#### Petrocaribe

La iniciativa venezolana de Petrocaribe nació en 2005 con el objeto de impulsar la integración y la soberanía energética de los países del Caribe y Centroamérica, en un contexto de crisis financiera mundial y alza general de los precios de la energía y los ali-

**TABLA 1** Productos recibidos por Venezuela como compensación de la factura petrolera

País	Producto	Unidad	Cantidad recibida		Valoración	% Valoración
			2010	2011	2011 vs. 2011	2011 vs. 2010
Guyana	Arroz blanco	TM	8,900	46,700	27,800	147
	Arroz paddy	TM	67,391	121,209	53,818	80
Nicaragua	Aceite	TM	16,657	15,280	(1,377)	(8)
	Azúcar	TM	20,000	42,440	22,440	112
	Café	TM	17,385	28,822	11,437	66
	Caraotas	TM	13,540	9,760	(3,780)	(28)
	Carne	TM	27,998	33,677	5,678	20
	Leche UHT	TM	23,091	15,024	8,067	(35)
	Aceite de palma	TM	-	15,630	15,630	nuevo
	Stabilak	TM	-	0.5	0.5	nuevo
	Semillas de caraotas	TM	-	25	25	nuevo
	Novillos	UND	10,669	13,778	3,109	29
	Pantalones	UND	-	19,397	19,397	nuevo
	Vaquillas	UND	2,087	2,631	544	26
República Dominicana	Azúcar líquido	TM	2,494	5,275	2,781	112
	Caraotas	TM	800	1,795	995	124
	Pastas alimenticias	TM	1,389	8,278	6,890	496
El Salvador	Café	TM	1,832	-	(1,832)	(100)
<b>Total general</b>		<b>TM</b>	<b>211,477</b>	<b>343,916</b>	<b>132,439</b>	<b>63</b>
		<b>UND</b>	<b>12,756</b>	<b>35,806</b>	<b>23,050</b>	<b>181</b>

mentos que generó importantes desequilibrios en sus economías. Este mecanismo de integración inédito asegura la estabilidad del suministro de hidrocarburos, disminuye las asimetrías en el acceso a la energía y promueve la articulación de las políticas energéticas nacionales.

En sus seis años de vigencia, el Acuerdo Petrocaribe ha ampliado la seguridad y soberanía energéticas de la región mediante el fortalecimiento de las capacidades de almacenamiento, distribución y generación de energía. Petrocaribe apunta hacia la profundización de esta cooperación integracionista en sus dimensiones energética, social y comercial, todas constitutivas e inseparables, con el objetivo de impulsar un desarrollo alternativo de la región que apunta a la eliminación de la pobreza y las desigualdades sociales, el fortalecimiento de las capacidades económicas nacionales, la participación efectiva de los pueblos en la toma de decisiones y la sustentabilidad ambiental. Actualmente el Acuerdo está entrando en un proceso de fortalecimiento institucional de su Secretaría Ejecutiva mediante la conformación de grupos técnicos permanentes y la creación de un Consejo de Directores para agilizar la toma de decisiones. Al cierre de 2011, este importante mecanismo de cooperación e integración cuenta con 18 naciones signatarias: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Grenada, Guatemala, Guyana, Hai-

ti, Honduras, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y Las Granadinas, Surinam y la República Bolivariana de Venezuela.

#### **PDV Caribe, s.a.**

Con la finalidad de materializar y hacer operativo el Acuerdo Petrocaribe, PDVSA creó en septiembre de 2005 la filial PDV Caribe, s.a. Entre los ámbitos de acción de esta filial está la planificación y ejecución de las actividades de transporte, recepción, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, junto con los proyectos de infraestructura necesarios para asegurar el manejo soberano de los recursos energéticos en los países miembros. El equipo de PDV Caribe, s.a. se encarga de coordinar la ejecución de proyectos sociales y socioproductivos financiados con recursos de los diversos fondos creados en el marco del Acuerdo. También se avanza en el proceso de conformación de empresas mixtas con un modelo de gestión binacional que respeta la soberanía de cada nación y promueve la corresponsabilidad de las partes en la búsqueda del fortalecimiento de la integración caribeña y centroamericana.

Al cierre de 2011 el Acuerdo Petrocaribe cuenta con una filial en la República de Cuba, PDVSA Cuba, s.a., y un total de



13 empresas mixtas en 9 países miembros, así como una en El Salvador, país en proceso de integración.

Como logros alcanzados durante 2011 se pueden destacar:

- Suministro promedio de 94,6 MBD de petróleo y productos a Antigua y Barbuda, Dominica, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves y San Vicente y Las Granadinas.
- Incremento del intercambio comercial por concepto del mecanismo de compensación de la factura petrolera en un 64% en relación con 2010 (493 millones de dólares vs. 301 millones de dólares), reforzando el esquema a través del intercambio de productos y servicios provistos por países adscritos a los Acuerdos ALBA y Petrocaribe (Guyana, Nicaragua, República Dominicana y El Salvador), requeridos por nuestro país como parte del pago de su factura energética.
- En cuanto al aporte social derivado de la creación y operación de los Fondos ALBA Caribe (FAC) y ALBA Alimentos, así como de las actividades de las empresas mixtas, se han ejecutado proyectos en las áreas de salud, alimentación, educación, vialidad, acceso al agua potable y vivienda, entre otros. En ese sentido se llevaron a término las siguientes investigaciones: Situación social de los países Petrocaribe, Evolución reciente de la situación económica de la Región Petrocaribe y Situación de agua potable y saneamiento.

### Antigua y Barbuda

En 2011 continuaron las acciones orientadas a la conformación de una empresa mixta en este país con el fin de afianzar el modelo de gestión binacional promovido por el Acuerdo Petrocaribe. Por otro lado, las operaciones de suministro a este país caribeño fueron en promedio de 0,6 MBD.

### Belice

En 2011 continuaron las gestiones para reactivar las operaciones de suministro y la operación de la empresa mixta ALBA Petrocaribe Belize Energy Ltd. (PDV Caribe 55% y Belize Petroleum and Energy Ltd. 45%).

### Cuba

La filial establecida en este país es PDVSA Cuba, S.A., organización con la cual se han conformado las siguientes empresas mixtas: Cuvempetrol, S.A. (Comercial Cupet, S.A. 51% y PDVSA Cuba, S.A. 49%); Transportes del ALBA-Transalba (PDVSA Cuba, S.A. 49% e Internacional Marítima, S.A. 51%); Trocana World Inc. (PDVSA Cuba, S.A. 50% y Wagoneer International Ltd. 50%); Tovase Development Corp. (PDVSA Cuba, S.A. 50% y Variation Ltd. 50%); Cuvempetrol (Pequiven, S.A. 35%; PDVSA Cuba, S.A. 14%; y el Grupo Empresarial de la Industria Química de Cuba 51%).

Aun cuando la República de Cuba es miembro de Petrocaribe, el suministro de petróleo y productos se efectúa a través del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela suscrito en 2000. En 2011 el suministro de petróleo y productos fue de 96,3 MBD.

A través de PDVSA Cuba, S.A. se continuó con el Proyecto Exploratorio en Aguas Profundas, donde se avanzó en el diseño de las localizaciones exploratorias en los bloques asignados en la Zona Económica Exclusiva Cubana. Se estima iniciar la perforación del primer pozo exploratorio en el último trimestre de 2012.

En cuanto a Transalba, empresa encargada de las actividades de fletamento de buques para el suministro a los países miembros de Petrocaribe, en 2011 transportó 13.165,104 de TM. También se avanzó en el proyecto de la Planta de Amoníaco y Urea a través de Cuvempetrol.

### Dominica

PDV Caribe Dominica Ltd. (PDV Caribe 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%) es la empresa mixta establecida en el marco del Acuerdo Petrocaribe. En 2011 se enviaron un promedio de 0,3 MBD de productos. En 2011 continuaron las operaciones de almacenamiento y distribución en la Planta Wai'tukubuli, con un promedio de ventas mensual de 10.400 Bls y un total de 125.000 Bls anuales.

Asimismo, finalizó la instalación de tanques de gasolina y diesel en organizaciones públicas y privadas con un total de 18 unidades cuyo objetivo es asegurar el acceso del combustible al sector público y privado de Dominica, bajo condiciones de precios favorables a los consumidores, y apalancar las actividades que contribuyen a la sustentabilidad de la empresa mixta.

Igualmente, continuó el proyecto de instalación de 11 estaciones de servicio de gasolina sencillas para la venta y suministro de combustibles a mejores precios a las comunidades de pescadores ubicadas en toda la nación, con capacidad de 1.000 galones imperiales cada una (más de 4.500 litros c/u), con la finalidad de promover el desarrollo económico del sector y beneficiar a unas 400 familias. Durante el año 2011 se instalaron varias estaciones y, a la fecha, siete de ellas se encuentran operativas en las comunidades de Roseau, Saint Sauveur, Fond Saint Jean, Marigot y Portsmouth, con un total de ventas por suministro de 221 barriles.

En el marco del apoyo al plan gubernamental de conectar las regiones al sur del país, se contribuyó para la continuación de la segunda fase de la construcción de la vía entre Rosalie y Petit Sufriere, con una longitud total de 4,6 km.



### Grenada

PDV Grenada Ltd. es la empresa conformada por PDV Caribe, S. A. (55%) y Petrocaribe Grenada Ltd. (45%). Venezuela envió a este país un promedio de 0,1 MBD de productos. Como parte de la ejecución del proyecto de la planta de almacenamiento y distribución de combustibles, en 2011 finalizó la construcción de un tanque de 18 MBLs en la localidad de Old Quarry, para la generación eléctrica de la empresa nacional de energía Grenlec. Con este tanque se incrementa la autonomía y confiabilidad en el suministro de combustibles a la planta de generación de electricidad en un mes y se brinda mayor flexibilidad en su manejo operacional.

### Jamaica

Petrojam Ltd. es la refinería de propiedad mixta entre Petroleum Corporation of Jamaica (51%) y PDV Caribe, S.A. (49%). Las operaciones de refinación de petróleo venezolano continuaron en 2011 para satisfacer la demanda del mercado interno, procesándose un total de 24 MBD. En 2011 se trabajó en un proyecto alternativo a la expansión de la refinería y se evaluaron diversas propuestas efectuadas por PDVSA. A corto plazo se espera seleccionar la alternativa más viable para la optimización de las operaciones de la refinería.

### Nicaragua

La empresa mixta en este país Petrocaribe es ALBA de Nicaragua, S.A. (Albanisa), conformada por PDV Caribe, S.A. (51%) y Petronic (49%). En 2011 se suministraron 16,6 MBD de petróleo y productos. A través de las gestiones de la empresa mixta de Albanisa, Albanisa, se incrementó en 14% el intercambio comercial con Nicaragua con respecto a 2010. Se recibieron productos nuevos como: aceite de palma, *stabilak* (activador enzimático utilizado para mantener la calidad de la leche cruda y fresca para consumo humano) y semillas de caraotas, además de los productos habituales: aceite, azúcar, café, caraotas, carne de ganado bovino deshuesada, leche UHT, novillos, vaquillas y pantalones. (Ver tabla 1)

Durante 2011 entraron en operación, a través de la empresa mixta Albanisa, 2 unidades de generación eléctrica de la planta Che Guevara IX, localizada en Puerto Sandino, Nicaragua, con una capacidad total de 47,6 MW, que coadyuvan al objetivo propuesto de disminuir el déficit energético del país. Asimismo, continuaron las actividades orientadas al diseño y ejecución del proyecto del Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (CIESSB), con el que se construirá la planta de almacenamiento y distribución de combustibles Miramar, con una capacidad proyectada de 1.080 MBLs, y una refinería de 150 MBD para satisfacer la demanda interna de productos.

### República Dominicana

Refidomsa es la refinería de capital mixto entre el Estado Dominicano (51%) y PDV Caribe, S.A. (49%). En 2011 mantuvo sus operaciones de refinación para la satisfacción de las necesidades del mercado interno. Se enviaron un promedio de 26,5 MBD de petróleo y productos. Bajo el esquema de compensación de la factura petrolera, en 2011 se produjo un incremento del 246% en el intercambio comercial con respecto a 2010 y se recibieron los siguientes productos: azúcar líquida (fructuosa), caraotas y pastas alimenticias. (Ver tabla 1).

### San Cristóbal y Nieves

En 2011 continuaron las operaciones de suministro de combustibles a través de la empresa mixta PDV St. Kitts Nevis Ltd. (PDV Caribe 55% y St. Kitts Nevis Energy Company Ltd. 45%), enviándose un promedio de 0,9 MBD de productos. En el periodo mencionado se continuó la revisión del proyecto de la planta de almacenamiento y distribución de combustibles, debido al cambio en su ubicación.

### San Vicente y Las Granadinas

Continuaron las actividades de suministro de combustibles mediante la empresa mixta PDV Saint Vincent and The Grenadines Ltd. (PDV Caribe 55% y Petrocaribe St. Vincent and The Grenadines (SVG) Ltd. 45%), totalizándose un envío promediado de 0,3 MBD. Asimismo continuó la construcción de la planta de almacenamiento y distribución de combustibles con capacidad de 34 MBLs, para aumentar a corto plazo la seguridad energética del país.

### El Salvador

Aun cuando El Salvador se encuentra en proceso de integración, se llevan a cabo operaciones de suministro con la empresa mixta ALBA Petróleos de El Salvador (ALBAPES), cuyo capital lo conforman PDV Caribe, S.A. (60%) y la Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador, Enepasa (40%), mediante un acuerdo especial similar a Petrocaribe por medio del cual se suministraron 7,2 MBD de petróleo y productos. En 2011 se produjo el arranque de la planta de almacenamiento y distribución de combustibles Schafik Jorge Handal en el municipio Acajutla, costa del Pacífico, al noroeste de El Salvador. Esta planta es la mayor del país, con una capacidad de 355.000 barriles (MBLs) de combustibles.

### Haití

Durante el año 2011 continuó el suministro a esta nación caribeña con un envío de 13,8 MBD. También se continuó con el proyecto de intensificación de la producción de arroz en el Valle del Artibonite, zona central del país, ejecutado mediante el Fondo



ALBA Alimentos y la coordinación directa de PDV Caribe, S.A., con el apoyo del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras de Venezuela y la Organización para el Desarrollo del Valle del Artibonite (ODVA) de Haití. A la fecha se ha incrementado el promedio de producción por hectárea cultivada de 2,7 Tm/has a 4,2 Tm/has, siguiendo el esquema de producción integral que promueve el proyecto. Además se ha cumplido con la entrega oportuna de insumos agrícolas, la capacitación y asistencia técnica, la dignificación y organización de los productores, así como la recuperación de la infraestructura de riego, drenaje y vialidad.

En la campaña 2010-2011 se logró una cosecha de unas 6.300 toneladas de arroz *paddy* sobre una superficie de siembra de 1.502 hectáreas, beneficiando a 3.072 productores. Hasta el momento se han reparado 5.500 metros lineales (ml) de vialidad agrícola, 2.600 ml de canales principales de riego, 9.200 ml de drenajes, 83.420 ml de canales secundarios de riego y drenaje acondicionados y 870 ml de canales principales mejorados. Asimismo, se inició la construcción de 3 centros de molinado en las comunidades de Verrettes, Timonette y Desdunes.

Como parte del acompañamiento y atención social, se realizaron jornadas de atención médica y nutricional en la Casa de Abrigo El Shaddaï de Desdunes, con el apoyo de la brigada médica cubana, actividad con la cual se beneficiaron 147 niños y niñas. A partir de las recomendaciones de la evaluación nutricional realizada el personal médico cubano, se entregaron 5 toneladas de alimentos para cubrir el requerimiento calórico de los niños y niñas de la casa.

Por otra parte, bajo el programa de suministro de combustible humanitario a 46 centros de salud, laboratorios de sangre y hospitales, en 2011 se entregaron 270.600 litros en el marco del acuerdo con la Organización Panamericana de la Salud (OPS), la Organización Mundial de la Salud (OMS) y el gobierno haitiano. Este combustible es destinado a asegurar el transporte de vehículos y la generación de electricidad en dichos centros de salud

### Guyana

Aun cuando continúan las gestiones para la conformación de la empresa mixta, en 2011 se suministraron un promedio de 3,9 MBD de productos. El intercambio comercial con esta nación avanzó y se produjo un incremento del 47% con respecto al total de 2010, mediante la recepción de arroz *paddy* y arroz blanco. (Ver tabla 1)

## Acuerdos de suministro

En el marco de los Acuerdos de Cooperación Energética suscritos entre la República Bolivariana de Venezuela y los países del Caribe, Centroamérica y Suramérica, se encuentran:

### Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC)

Firmado el 19 de octubre de 2000 entre el Ejecutivo Nacional y países de Centroamérica y el Caribe, su conformación ha llevado varias etapas, en virtud de la disposición del Estado de ampliar la cobertura del acuerdo a todos aquellos países que lo soliciten y reúnan las condiciones para ser sus beneficiarios.

En una primera etapa, el acuerdo fue suscrito por República Dominicana, Guatemala, Costa Rica, Panamá, El Salvador, Jamaica, Haití, Honduras, Nicaragua, Barbados y Belice. En etapas posteriores fue firmado por Bolivia, Paraguay y Uruguay.

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la matriz energética, las características y el consumo interno de cada país. Se establece la venta de petróleo o productos refinados pagaderos en un plazo de hasta 15 años, un período de gracia de hasta 1 año y medio, y una tasa de interés anual del 2%. Este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por el Estado y el país con el cual se suscriba. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. Los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por el Estado.

### Convenio Integral de Cooperación (CIC)

Integrado por los siguientes convenios firmados por la República Bolivariana de Venezuela:

- Convenio suscrito con la República de Cuba que establece la venta de petróleo por parte de la República Bolivariana de Venezuela, hasta 98 MBD, bajo el esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo.
- Convenio firmado con la República Argentina el 6 de abril de 2004, que originalmente establecía el suministro anual de combustible hasta 21,9 MBD de *fuel oil* y de 2,7 MBD de gasoil; durante el año 2008 se incrementa la cuota hasta 27 MBD de *fuel oil* y 8 MBD de gasoil, manteniéndose igual hasta la fecha.

El cuadro N.º 38 presenta las cifras de los acuerdos de cooperación para el año 2011.

**CUADRO 38** Ventas a países con acuerdos de cooperación, años 2010 y 2009.  
Detalle por país de destino (MBD)

	2011		2010	
	Cuota suministro		Cuota suministro	
<i>Petrocaribe</i>				
Antigua y Barbuda	4,4	0,6	4,4	1,1
Belice	4,0	-	4,0	-
Dominica	1,0	0,3	1,0	0,4
El Salvador	7,0	7,2	3,6	3,5
Grenada	1,0	0,1	1,0	0,8
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	3,9	5,2	2,8
Haití <sup>1</sup>	14,0	13,8	14,0	11,7
Honduras	20,0	-	20,0	-
Jamaica	23,5	24,4	23,5	25,6
Nicaragua <sup>1</sup>	27,0	16,6	27,0	23,1
República Dominicana	30,0	26,5	30,0	29,2
San Cristóbal y Nieves	1,2	0,9	1,2	0,7
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,3	1,0	0,3
Surinam	10,0	-	10,0	-
<i>Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas</i>				
Bolivia <sup>1</sup>	11,5	10,8	13,8	4,5
Paraguay	25,0	7,5	25,0	8,3
Uruguay	43,8	9,7	43,8	24,6
<i>Convenio Integral de Cooperación</i>				
Argentina	35,5	24,6	35,2	19,5
Cuba	98,0	96,3	92,0	97,8
<i>Acuerdo de San José</i>				
Barbados	1,6	-	1,6	-
Costa Rica	11,0	-	11,0	-
El Salvador	1,0	-	1,0	-
Guatemala	12,0	-	12,0	-
Haití	6,5	-	6,5	-
Honduras	5,0	-	5,0	-
Jamaica	7,0	-	7,0	-
Nicaragua	7,1	-	7,1	-
Panamá	4,0	-	4,0	-
República Dominicana	24,8	-	24,8	-

<sup>1</sup> Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA



*Nuevos  
negocios*





## Nuevos negocios

### **Empresas de propiedad social**

Alineada con lo establecido por el Ejecutivo Nacional desde marzo de 2011 la Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social (GCEPS) y sus Gerencias Regionales de Empresas de Propiedad Social (GREPS) reorientan su línea de acción hacia su incorporación plena a la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV) que apalancan PDVSA y sus empresas filiales, con el objetivo de construir viviendas dignas para el pueblo a lo largo y ancho del territorio nacional.

En este sentido la GCEPS y GREPS dirige todos sus esfuerzos a abocarse a la tarea con experiencia del abordaje comunitario y fuerza articuladora, elementos fundamentales para el apoyo e impulso de todos aquellos trabajos ya iniciados por la industria en materia de construcción de viviendas en el interior del país, además de actividades de apoyo a filiales y negocios.

### **Filiales no petroleras**

#### **PDVSA Agrícola, s.A.**

PDVSA Agrícola apalanca el desarrollo agrícola y agroindustrial del país a través de la ejecución de proyectos estratégicos enfocados en el desarrollo de la producción de etanol, alimentos y en la conformación de cadenas productivas integrales que contemplan desde la producción primaria y el procesamiento industrial hasta la comercialización de los productos generados, a través del uso de las redes de distribución adscritas a las políticas de soberanía alimentaria implementadas por el Estado.



## 6.686 trabajadores en 24 estados de Venezuela

### Desarrollo de convenios, contratos y alianzas estratégicas

PDVSA Agrícola contempla la conformación de alianzas estratégicas y convenios a nivel nacional e internacional, como maniobra para alcanzar los objetivos planteados. En el entorno nacional se han establecido convenios y alianzas con instituciones del Estado, empresas y universidades asociadas al desarrollo ambiental, agrícola y animal, a la producción de alimentos y al monitoreo de los parámetros ligados a los factores meteorológicos. En el entorno internacional se han conformado contratos marcos, acuerdos institucionales, empresas mixtas y convenios de cooperación con empresas y países de amplia experiencia en el desarrollo tecnológico agroindustrial.

### Alianzas y convenios internacionales

A continuación se presenta el avance de los convenios, contratos y alianzas establecidos con otros países para el desarrollo de los proyectos estratégicos de PDVSA Agrícola: desarrollo industrial, desarrollo agrícola y producción animal.

#### Desarrollo industrial

- Continua desarrollándose el Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela del cual se originaron los contratos establecidos con la empresa de ingeniería y servicios técnicos azucareros (Tecnoazúcar), la empresa exportadora de la agroindustria azucarera (Azutecnia) y la constructora ALBA Bolivariana, C.A.
- Se estableció contrato firmado en 2011 con la empresa brasileña Odebrecht que contempla la ejecución de obras eléctricas, mecánicas y de instrumentación para la construcción, instalación y montaje de cada uno de los cuatro complejos agroindustriales derivados de la caña de azúcar (CADCA) pertenecientes al primer escalón (Trujillo, Portuguesa, Cojedes y Barinas).

#### Desarrollo agrícola

- Convenio marco con la empresa argentina Paramérica para el desarrollo de un proyecto global de producción de caraoas y otros granos en Venezuela, y el suministro e instalación de una planta de procesamiento de leguminosas en el eje Barranca-Temblador del estado Monagas.
- Contrato con la empresa argentina RHONALDP AGRO, S.A. para impulsar el desarrollo de la producción de soya y otros cultivos en el estado Monagas.
- Convenio marco de cooperación con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina (INTI Argentina). Comprende actividades de asistencia técnica, producción

e industrialización de productos lácteos, cárnicos y derivados, centros de apoyo a la producción, mecanización, almacenamiento y conservación de frutos.

- Convenio marco con el Instituto Nacional de Investigación de la caña de azúcar (INICA) de Cuba. Realiza trabajos bajo convenios establecidos orientados al estudio de los suelos, verificando sus condiciones para el desarrollo de la siembra de caña. Hoy día estos convenios se llevan a cabo en los polígonos del II Escalón, dando ya como resultado las fases de cierre del I Escalón.

#### Producción animal

- Contrato marco entre PDVSA Agrícola y la empresa argentina Granja Tres Arroyos. Este contrato se mantiene en vigencia y contempla el suministro de equipos e instalaciones de los establecimientos que conforman el Complejo Integral Avícola Socialista Monagas. Durante el año 2011 se culminó la construcción de la cerca perimetral para la Planta de Incubación, Planta ABA y de las 9 granjas de engorde que conforman el Plan Piloto. Se adquirieron plantas de alimento balanceado e incubación y galpones de ambiente controlado para pollos de engorde.
- Convenio internacional entre PDVSA Agrícola y la empresa española Berotz Hotz Berri S.L., que contempla el suministro de equipos e instalaciones para los establecimientos que conforman el Complejo Integral Porcino Socialista Barinas-Trujillo. Durante el año 2011 se efectuó la ingeniería de detalle y la procura de una granja reproductora de 2.500 madres, 4 cebaderos y una Planta de Alimentos Balanceados para Animales (ABA), con un avance físico de 19%.

#### Alianzas y convenios nacionales

- Convenio marco con el Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas (INIA) del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras para la obtención y selección de variedades de caña de azúcar con fines alimenticios y energéticos, además de la prestación de servicios de análisis de suelo-planta-agua a las poligonales asociadas a los complejos agroindustriales de PDVSA Agrícola.
- Contrato de servicio con la Fundación para el Desarrollo de la Ciencia y Tecnología Agrícola (Fundagri) para la prestación de servicios técnico-administrativos al proyecto de PDVSA Agrícola, orientado a la asesoría sobre recursos humanos.
- Convenio marco de cooperación para la implementación y ejecución del Programa Integral de Desarrollo Lechero (PIDEL) entre PDVSA Agrícola y Fundación Nacional para el Desarrollo de la Biotecnología (Nadbio). Comprende

NOTA: Mayor información sobre PDVSA Agrícola se encuentra en el *Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2011*, que se acompaña.







actividades orientadas a fortalecer la producción de leche en apoyo al sector agropecuario y la seguridad alimentaria del país, en los polígonos de desarrollo agrícola Trujillo I y Trujillo II.

- Convenio marco de la Fianza Ambiental Global con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB) y PDVSA Agrícola, cuyo propósito es agilizar el proceso de permisología ambiental.
- Convenio marco de cooperación entre el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA) y PDVSA Agrícola para apalancar el área de seguridad alimentaria.
- Convenio marco de cooperación entre la Universidad de Los Andes y PDVSA Agrícola para fortalecer la formación de talento humano, asesoría técnica, estudios de investigación y servicios técnicos especializados en materia ambiental.
- Convenio marco de cooperación entre el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMEH-MINAMB y PDVSA Agrícola para la formación de talento humano, prestación de asesoría y servicios técnicos especializados en materia de clima, meteorología e hidrología.
- Convenio marco de cooperación entre la Fundación Instituto de Ingeniería y Desarrollo Tecnológico (FIID) y PDVSA Agrícola para la formación de talento humano, asesoría y servicios técnicos especializados en materia de ingeniería mecánica, eléctrica y sistemas, materiales, manejo de desechos y geomática aplicada a la agricultura de precisión.
- Convenio marco de cooperación entre Proforca (Productos Forestales de Oriente c.A) y PDVSA Agrícola. En el año 2011 hay un avance importante en cuanto a las zonas intervenidas, con una afectación de 365 ha destinadas al desarrollo de las instalaciones del Complejo Integral Avícola Socialista Monagas (CIAS-Monagas) detallados de la siguiente manera: 55 ha destinadas a la Planta de Alimentos Balanceados (ABA), 90 ha para la implantación de 9 granjas de engorde, 200 ha vinculadas a la construcción de 2 Granjas reproductoras y 20 ha asignadas a la construcción de la planta de incubación de huevos fértiles.

### PDVSA Industrial, s.A.

En diciembre del 2007, se crea la filial PDVSA Industrial con el fin de romper la dependencia de insumos de la industria petrolera y crear un desarrollo industrial caracterizado por la hegemonía de propiedad social de los medios de producción, en áreas asociadas a la cadena productiva de PDVSA.

Durante el año 2011, la filial se orientó a integrar plantas industriales con énfasis en el control de las operaciones, la reactivación de las capacidades productivas, el manejo de situaciones laborales conflictivas y el fortalecimiento del entorno político,

así como a desarrollar proyectos estratégicos para la infraestructura industrial del país.

Estratégicamente, PDVSA Industrial se organiza en 5 grupos industriales (Metalmecánica, Desarrollo de infraestructura, Maquinaria, Químico y Electrónica) conformados por 16 empresas operativas con 78 unidades productivas así como el proyecto mayor Bases Petroindustriales Socialistas (BPS) y 14 proyectos de inversión para conformación de empresas en nacimiento, abarcando diferentes áreas del sector manufacturero y de servicio, tales como: fabricación y ensamblaje de maquinarias y equipos, tuberías, estructuras metálicas, materiales para la construcción, electrónica, químico, textil y calzado, entre otros, con una fuerza laboral de 6.686 trabajadores y trabajadoras, y presencia en 24 estados del país.

#### Grupo metalmecánica

Desarrolla productos que utilizan como materia prima aleaciones de acero, las cuales se procesan para convertirlas en infraestructura de soporte a las operaciones. Tal es el caso de la fabricación de tuberías, recipientes a presión y válvulas. También se incluye en este grupo la recuperación de material ferroso. Este grupo alcanzó producir 135.300 TM de acero transformadas en tuberías, válvulas y material procesado; 3.000 m<sup>3</sup> de revestimiento de concreto para tuberías y 3.300 m<sup>2</sup> de revestimiento de resina para tubería.

*Empresa Nacional de Tubos (Enatub).* Empresa consolidada, filial de PDVSA Industrial, dedicada a la fabricación, terminación y revestimiento de tuberías para el sector petrolero e hidrológico. Está conformada por un total de 7 plantas distribuidas en Barcelona, estado Anzoátegui (Batalla Juncal y General José Antonio Anzoátegui); Puerto Ordaz, estado Bolívar (Batalla San Félix); estado Carabobo (Invetubos); Barquisimeto, estado Lara (Batalla Los Horcones) y Ciudad Ojeda, estado Zulia (Plantas de Revestimiento Guaicaipuro y Rafael Urdaneta). Obtuvo un crecimiento de 17% en la fabricación de tuberías al producir 300 km de tubería, terminación de 3.496 toneladas de tuberías, generando 46.987 juntas de *tubing, casing* y un crecimiento del 9% en revestimiento por 114.619 m<sup>2</sup> de revestimiento. Esta producción de tubería se orientó en 347 km para proyectos: Manejo de Crudo de Oriente (MDCO), Diluenducto, Estación Principal Anaco (EPAN-30), Sinorgas, *tubing, casing* y línea de EYP y PDVSA Gas; así como 9,6 km para las emergencias por las fallas de borde de las autopistas José A. Anzoátegui y Caracas-La Guaira entregadas al Ministerio del Poder Popular para el Transporte Terrestre, 24 km de tuberías para acueducto Dos Bocas-Barquisimeto y Alimentador Norte para el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (3.312 Tm).

*Empresa Nacional de Válvulas (Enaval).* Empresa operativa Filial de PDVSA Industrial, ubicada en el municipio Anaco, estado Anzoátegui, dedicada al diseño y fabricación de válvulas de bola, compuerta y retención en diámetros desde 2 hasta 42" y presiones nominales ANSI desde 150 hasta 2.500 LPC, dirigidos principalmente a la industria petrolera nacional.

Logró la reactivación de los procesos de fundición y forja, generando un aumento de 26% de su producción con respecto al año 2010, logrando culminar 226 válvulas de bola, compuerta y retención para la industria petrolera, petroquímica y gasífera del país.

*Reciclaje Cuba-Venezuela (Recuven).* Empresa mixta constituida entre PDVSA Industrial y la Unión de Empresas Recuperadoras de Materias Primas de la República de Cuba, con participación accionaria de 60% y 40% respectivamente. Está conformada por Unidades Móviles y tres Centros Operacionales Fijos ubicados en San Tomé, estado Anzoátegui; Bachaquero y La Salina, estado Zulia. Tiene como objeto recolectar, clasificar, procesar y comercializar materiales ferrosos y no ferrosos, para suplir insumos a la industria siderúrgica, colaborando así con el saneamiento ambiental por medio de desmantelamientos industriales y de embarcaciones.

Esta empresa creció más de seis veces su proceso operacional en relación con el 2010, al procesar 64.570 toneladas de material ferroso, que se orientó a la industria siderúrgica para su transformación en cabillas, perfiles y alambrones para la Gran Misión Vivienda Venezuela. También contribuyó al saneamiento ambiental y al uso de espacios en instalaciones de PDVSA. Además, se activaron las unidades de brigadas móviles en 32 localidades del país.

#### **Grupo para el desarrollo de la infraestructura**

Fabricación de componentes para el desarrollo de infraestructura industrial. También se incluyen en este grupo empresas orientadas a la producción de insumos para la vivienda y otros productos que aseguren las apropiadas condiciones de trabajo para nuestros trabajadores y trabajadoras.

Durante 2011 se obtuvo una producción de 13.000 tm de estructuras de acero; 33.400 m<sup>2</sup> de módulos con estructura autoportadas; 22.000 unidades de textiles y calzados; 4.700 pies de pilote de concreto pretensado y distribución de materiales e insumos para la construcción de 2.993 obras de la Gran Misión Vivienda Venezuela.

*Venezuelan Heavy Industries, C.A. (VHICOA).* Empresa de capital mixto, entre PDVSA Industrial y Verhover Investments B.V., de Holanda, con la participación accionaria de 80 y 20%

respectivamente, dedicada al diseño, fabricación y montaje de estructuras metálicas de grandes dimensiones y complejidad con una alta capacidad técnica y productiva, para apalancar los proyectos estratégicos del país, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera y de Desarrollo de la Nación, ubicada en Puerto Ordaz, municipio Caroní, estado Bolívar.

Durante el año 2011, se obtuvo una producción de 12.960 toneladas en estructuras de acero, recipientes a presión y calderería asociada a proyectos de alta complejidad, donde fabricó, transportó, comisionó y arrancó en su primera fase la Plataforma de Producción 4 de Febrero, ubicada en el Golfo de Paria, Campo Corocoro; obtuvo 95% de avance de los insumos metálicos para el Proyecto EPS SERLACA; 33% de la producción para las infraestructuras del tercer puente sobre el Orinoco, y suministró estructuras para viviendas (La Limonera, Filas de Mariche y refugios en Fuerte Tiuna y Canes-La Guaira). Además, avanzó en la fabricación de la torre debutanizadora para el CRP (60 t); y fabricó el separador de agua libre D-3010 (120 tm) para Petrocedeno.

*Plantas Móviles de Venezuela (PMV).* Empresa mixta conformada por PDVSA Industrial y PLES, Zrt de Hungría, con participación accionaria de 70 y 30% respectivamente, con sedes en Punta Gorda, estado Zulia, Palital y Barcelona, estado Anzoátegui. Estas plantas tienen el objeto de diseñar y construir estructuras industriales y residenciales, para aplicaciones donde se requiera una rápida puesta en servicio, bajo un sistema de cubiertas metálicas autoportantes con acero galvanizado y prepintado.

Durante el año 2011, incrementó su proceso de construcción en 242% respecto al año 2010, logrando levantar 33.424 m<sup>2</sup> de infraestructura, dirigidos a obras sociales (módulos residenciales de contingencia, campamentos y galpones de distintos usos), destacándose los campamentos residenciales de contingencia de Fuerte Tiuna, Distrito Capital, con 19.600 m<sup>2</sup> y Canes en el estado Vargas con 12.932 m<sup>2</sup>.

*Empresa Nacional de Textil y Calzado (ENATEXCA).* Empresa operativa filial de PDVSA Industrial, antiguamente conocida como Corporación Bolivariana de Textiles y Calzado, S.A. (CBTEC), se encuentra ubicada en Caracas, Distrito Capital. Está orientada a la confección de prendas de vestir y calzado industrial como parte de la dotación de implementos de seguridad industrial para los trabajadores y trabajadoras de PDVSA, empresas mixtas y otros entes del estado.

Durante el año 2011, obtuvo un crecimiento de 633% de su producción en relación al año 2010, generando una producción de 860 pares de calzados escolares para programas sociales y 17.245 piezas textiles confeccionadas, distribuidos en: 10.266



## Producción de 131.100 insumos químicos

piezas entre cobijas, toallas, prendas de vestir para familias afectadas por las lluvias acaecidas en el Distrito Capital, 6.979 piezas de uniformes industriales.

### Grupo maquinaria

Fabricación y ensamblaje de maquinas, equipos y componentes industriales de mediana y alta tecnología destinados principalmente al apalancamiento de los procesos que sustentan la cadena productiva de la industria petrolera en la producción de petróleo, gas y refinación. Alcanzó ensamblar 9 taladros de perforación tipo tierra; fabricación de 3 nuevas embarcaciones y reparación de 35 embarcaciones.

- **Industria China Venezolana de Taladro (ICVT).** Empresa mixta creada entre PDVSA Industrial (85%) y China Petroleum Technology & Development Corporation CPTDC (15%) de la República Popular China. Está ubicada en Palital, municipio Independencia, estado Anzoátegui. Tiene como objeto diseñar, fabricar, ensamblar y certificar taladros de perforación tipo tierra y sus componentes, con capacidades desde 750 hasta 3000 HP, así como la prestación de servicio técnico especializado. Durante el año 2011, aumentó su producción en 125% con respecto a 2010, con el ensamblaje y certificación de 9 taladros. Asimismo, elaboró el diseño del taladro Venezuela 1X, desarrolló el proyecto urbano Santa Cruz del Sur y realizó la prestación de 38.883 horas de servicio técnico especializado.
- **Diques y astilleros industriales.** Empresa filial de PDVSA Industrial, ubicada en Maracaibo, Cabimas y Lagunillas, estado Zulia; dedicada a servicios de diseño, ingeniería, mantenimiento y construcción de embarcaciones, coadyuvando la continuidad operacional de la industria petrolera en sus procesos lacustres. Hay que destacar, que esta empresa reactivó sus operaciones en el año, logrando obtener 35 embarcaciones reparadas y 3 lanchas fabricadas para el transporte de pasajeros. Paralelamente, realizó formación de 38 trabajadores y trabajadoras en procesos de fabricación y soldadura en CDC Cuba y la formación básica de 478 trabajadores con la Misión Ribas Técnica en: electromecánica, carpintería, refrigeración, soldadura y fabricación, izamiento, pintura y *sandblasting*, electricidad, fundición, instrumentación, máquinas y herramientas y mecánica diesel.

### Grupo químico

Se encarga de desarrollar la manufactura de insumos químicos, como sal (en sus diversas modalidades), lubricantes, apuntalantes, emulsificantes, anti-incrustantes, sulfactantes, endulzantes, anticoagulantes, entre otros. Además manufactura productos plásticos con aplicación en diversos procesos industriales. Con-

siguió producir 131.100 Tm de productos químicos (sal cruda, sal molida, sal refinada, bauxita sintetizada, aceites y solventes).

- **Aceites y Solventes Venezolanos (VASSA).** Empresa filial de PDVSA Industrial, ubicada en Punto Fijo, municipio Carirubana, estado Falcón; destinada a producir y comercializar aceites desaromatizados no tóxicos y biodegradables para la perforación petrolera y especialidades líquidas de hidrocarburos, para apoyar los planes estratégicos de crecimiento petrolero de la nación y ampliar la participación en los mercados de América Latina y el Caribe. La empresa VASSA, en el año 2011, creció un 29% en relación al año anterior y superó el plan de exportaciones en un 11%, con una producción de 84.325 Tm de aceite en sus diferentes presentaciones, mediante la recuperación de los mercados de Trinidad, Colombia y el inicio de la comercialización de aceites para lodos de perforación en Brasil.
- **Productora de Bauxita Sinterizada (PROBASIN).** Planta perteneciente a PDVSA Industrial, antigua Norpro de Venezuela, productora de bauxita sinterizada para fracturamiento hidráulico y empaque de pozos; ubicada en Puerto Ordaz, municipio Caroní, estado Bolívar. Reactivó y estabilizó la producción de bauxita sinterizada en 7.011 Tm, para la estimulación de pozos en Oriente y Occidente. También realizó estudio de aplicabilidad de la bauxita sinterizada en el área de *sandblasting* con excelentes resultados, abriendo una nueva oportunidad de colocación nacional. El 29 de marzo de 2011 se publicó en Gaceta Oficial N.º 39.644 el Decreto Presidencial N.º 8.133 mediante el cual se asigna a PDVSA Industrial, o cualquier otra filial que ésta designe, la adquisición de los bienes muebles e inmuebles y demás activos de Norpro asociados a la producción industrial de agentes expansivos cerámicos utilizados en la explotación de yacimientos gasíferos y petrolíferos. Dado este decreto se procedió con la continuidad operativa y actualmente se encuentra 100% operativa y ha conformado un equipo de comercialización que sirve de punto de enlace con PDVSA Servicios, para la colocación del producto. En 2011 produjo más de 30.000 Tm de bauxita sinterizada, lo cual repercute en el ahorro de divisas al sustituir las importaciones de este producto necesario para elevar la productividad de los yacimientos petrolíferos y gasíferos.
- **Empresa Nacional Salinera (ENASAL).** Empresa filial de PDVSA Industrial, ubicada en Araya, municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Sucre; dedicada a la extracción, procesamiento y comercialización de sal (refinada, molida y bruta lavada) para el uso industrial, consumo humano y animal. En el año 2011 aumento en 1.959% su proceso productivo obteniendo la mayor cosecha de los últimos 5 años con la

extracción de 140.000 Tm de sal, con la cual obtuvo 40.120 tm de sal lavada para su comercialización, a través de la recuperación de la capacidad instalada del complejo hasta el 60% con la adquisición de una nueva flota de equipos pesados para la producción y recuperación de la Unidad de Molienda y del Laboratorio de Control de Calidad.

### Grupo electrónica

Diseña, desarrolla e implanta soluciones informáticas y fabrica dispositivos capaces de controlar y automatizar los procesos industriales; adicionalmente incluye la producción de componentes electrónicos que impulsan la ejecución de las políticas energéticas nacionales.

- *Guardián del alba*: Empresa mixta creada por PDVSA Industrial y ALBET Ingeniería y Sistemas S.A., de la República de Cuba, con la participación accionaria de 51 y 49% respectivamente. Creada para realizar diseño, desarrollo,

instalación y soporte de soluciones integrales en las áreas de Automatización, Informática y Telecomunicaciones (AIT), creando tecnologías propias orientadas a garantizar la soberanía tecnológica de PDVSA y de los países del ALBA, cuenta con cinco unidades operativas en Los Teques, estado Miranda; San Tomé y Palital, estado Anzoátegui; Quiriquire, estado Monagas y Maracaibo, estado Zulia.

Generó los siguientes desarrollos y despliegues: Seis versiones de *software* un Sistema de Supervisión y Control Guardián del ALBA Miranda R1, desplegado en cinco áreas operacionales de PDVSA; un Sistema de Gestión de Inventario en los CDA de la Red Construpatria, desplegado en 46 CDA de la Red; un Sistema Integral de Salud para PDVSA; un Sistema de Manejo de Imágenes Médicas; un Sistema de Contrataciones de PDVSA; y un Sistema de Circulación de Lodos.





## Proyectos de inversión

A continuación se presentan los avances de los proyectos de inversión por empresas y grupos industriales en 2011:

### Proyecto Mayor Bases Petroindustriales Socialistas (BPI)

Su objeto es apalancar la creación de zonas patrias a través de la formación y consolidación de polígonos industriales especializados productivamente y acoplados territorialmente, para ofrecer bienes y servicios a la industria petrolera, con la hegemonía de la propiedad social de los medios de producción basados en los lineamientos del Comandante Presidente de la República, quien en junio de 2010, en el estado Anzoátegui, anunció el nacimiento de las BPI.

Se inició la implementación de las BPI articuladas e integradas al ámbito geográfico y comunidades, con un modelo de gobernabilidad sujeto a la planificación central, destacándose los siguientes tipos: producción de bienes para el desarrollo petrolero; prestación de servicios petroleros especializados y mixtas (producción de bienes y servicios). Se estableció un plan para el desarrollo de 12 Bases Petroindustriales en los estados Monagas, Anzoátegui, Zulia, Barinas y Sucre, con distintas vocaciones, las cuales incluyen servicios a pozos petroleros, química, naval y producción de bienes metalmecánicos. A la fecha se construye la base prototipo Palital, estado Anzoátegui, de vocación metalmecánica y maquinarias, donde se ubica la industria China Venezolana de Taladros (ICVT) y se desarrolla la conceptualización y microlocalización de la BPI Chaguaramas, estado Anzoátegui, con vocación química de servicios a pozos; BPI San Diego de Cabrutica, estado Anzoátegui, con vocación química y servicios a pozos; BPI Costa Occidental del Lago, Maracaibo, estado Zulia, con vocación naval; BPI Costa Oriental del Lago, Maracaibo, estado Zulia, con vocación metalmecánica, y BPI Costa Oriental del Lago, Cabimas, estado Zulia, con vocación química. Igualmente se desarrolló la visualización y macrolocalización de: BPI Santa Rita, estado Guárico; BPI Soledad y BPI Santa Cruz, estado Anzoátegui; BPI Santa Inés, estado Barinas; BPI Jose, estado Anzoátegui; BPI Sucre, estado Sucre.

### Empresa Nacional de Recipientes, a Presión (Proyectos Cilindros del alba)

Conformada entre PDVSA Industrial y KIOSHI Compresión, S.A. de la República de Argentina, con la participación accionaria de 60 y 40% respectivamente, con una capacidad proyectada de producción de 250.000 unidades por año en el Parque Industrial de Gas Natural Vehicular San Joaquín, estado Carabobo. El proyecto tiene como objeto construir las instalaciones de una fábrica para la producción de cilindros sin costura de alta presión

para el uso del gas natural vehicular. El proyecto contempló el siguiente avance: 32% en la construcción total de la fábrica. Se tiene como fecha de culminación para el tercer trimestre de 2012.

### Proyecto Fábrica de Bloques, Tejas y Ladrillos Pedro Zaraza

Creada entre PDVSA Industrial y la empresa Leirimetal de la República de Portugal, con participación accionaria de 90% y 10% respectivamente. Se localizará en Pariaguán, municipio Pedro Zaraza, estado Guárico. Contempla construir las instalaciones orientadas a la fabricación de materiales de construcción, como bloques, tejas y ladrillos, con una capacidad de producción de 72.000.000 bloques por año, 18.000.000 tejas por año y 36.000.000 ladrillos por año.

Este proyecto logró un avance: en la Fase 1 se ejecutó el 66% del contrato IPC con Leirimetal (ingeniería 100%, procura 95% y construcción 41%); se tiene como fecha de culminación de la Fase 1 el tercer trimestre de 2012; en la Fase 2 se ejecutó el 18% del contrato de IPC con Leirimetal (ingeniería 75%, procura 21% y construcción 3%).

### El Proyecto Complejo Industrial Maderero Libertadores de América (cimla)

Estas plantas se encuentran ubicadas en El Aceital y Chaguaramas del estado Monagas. Tienen una capacidad proyectada de producción en un turno de 120.000 m<sup>3</sup>/año por cada aserradero y 200.000 m<sup>3</sup>/año de tableros en tres turnos. El proyecto consiste en instalar dos aserraderos integrados para el procesamiento de madera y de una planta para la fabricación de paneles estructurales con madera para viviendas. En el año 2011 se alcanzó una ejecución total de 48%, iniciándose las actividades para la construcción del aserradero del Aceital, movimientos de tierras para los aserraderos de Chaguaramas y Palital para plantas de tableros OSB, así como también dio inicio al proceso de procura de equipos de largo tiempo de entrega. El monto total del proyecto es de 322 millones de dólares.

### Productoras de Asfalto (Proasfalto)

Actualmente la empresa se encuentra en proceso de formación entre PDVSA Industrial y la empresa Conasfvar, de la Gobernación Bolivariana en la región Vargas, con ubicación en Tanaguarinas, estado Vargas. El objeto principal consiste en instalar una planta productora de asfalto para apoyar los proyectos estratégicos de la nación, con capacidad de producción de 800 t/día.

### Proyecto de Minería Industrial (Mnavarga)

En la actualidad se encuentra en proceso de formación la Empresa MINAVARGA entre PDVSA Industrial y Demivargas de



la Gobernación Bolivariana de la región Vargas, con la participación accionaria de 55% y 45% respectivamente. Se encuentra ubicada en el sector Camurí Grande, Naiguatá, estado Vargas. El proyecto tiene por objeto la realización de estudios especiales, exploración, desarrollo minero, desarrollo de las ingenierías y construcción de obras civiles necesarias para la instalación de una planta trituradora de agregados de la construcción. De esta manera proyecta producir 190.000 m<sup>3</sup> de agregados/año. El proyecto alcanzó 100% de la ingeniería básica.

#### **Proyecto Compresores y Surtidores del ALBA**

Empresa conformada entre PDVSA Industrial y GNC GALILEO, S.A., de la República de Argentina con la participación accionaria de 60% y 40% respectivamente. Con una capacidad proyectada de producción de 200 unid/año, para las operaciones de la empresa Compresores y Surtidores del ALBA, ubicada en el Parque Industrial de Gas Natural Vehicular, San Joaquín, estado Carabobo. El proyecto tiene como objeto, construir las instalaciones de una fábrica para la producción y comercialización de equipos para la compresión, transporte y despacho de GNV. El monto estimado es de 65 millones de dólares.

#### **Vensoplast**

Empresa mixta Venezolana Socialista del Plástico (Vensoplast), creada entre PDVSA Industrial y RC2 de España con la participación accionaria de 90% y 10% respectivamente, y una capacidad proyectada de producción de tapas y preformas para envases de aceites de 10.500 pzas/hora para la operación. Ubicada en

la ciudad de Punta Gorda, estado Zulia. El proyecto tiene como finalidad la construcción de una planta para la transformación de resinas plásticas, producción de insumos para el sector construcción y alimenticio.

#### **Vietven Iluminaciones, S.A.**

Conformada entre PDVSA Industrial y la empresa Dien Quang Lamp Joint-Stock Company de Vietnam, con participación accionaria de 70% y 30%, con una capacidad proyectada de producción de 72.000.000 bombillos/año. Ubicada en la ciudad de Punto Fijo del municipio Carirubana, estado Falcón. El proyecto contempla construir las instalaciones de una fábrica para la producción de bombillos fluorescentes compactos ahorradores de energía. El monto total es de 258 millones de dólares.

#### **Sistemas de Conversión del ALBA**

Empresa mixta constituida entre PDVSA Industrial y T.A. Gas Technology, S.A. de la República de Argentina, con la participación accionaria de 70% y 30% respectivamente. Está ubicada en el Parque Industrial de Gas Natural Vehicular, San Joaquín, estado Carabobo, y posee una capacidad de 120.000 unid/año. El proyecto tiene como objeto construir las instalaciones de una fábrica para la producción, ensamblaje, comercialización y servicio técnico para equipos y sistemas de utilización de GNV y Gas Licuado de Petróleo (GLP) para uso vehicular. El monto total es de 38 millones de dólares.



### **Planta de Ensamblaje de Módulos Solares Fotovoltáicos**

Actualmente se encuentra en proceso de formación la Planta de Ensamblaje de Módulos Solares Fotovoltáicos, en el marco del convenio de cooperación Cuba-Venezuela, con una capacidad proyectada de producción de 62.500 módulos/año de 11.25 Mwp. Ubicada en ZONFIPCA, Punto Fijo, estado Falcón. El proyecto tiene como base la construcción de la fábrica orientada a ensamblar módulos solares fotovoltaicos, para cubrir las necesidades de suministro de energía eléctrica de las comunidades rurales aisladas, indígenas, zonas fronterizas e instalaciones militares y civiles estratégicas. El monto total es de 12 millones de dólares.

### **Fábrica de Aerogeneradores Baja Potencia**

En la actualidad se encuentra en proceso de formación la Fábrica de Aerogeneradores Baja Potencia, en el marco del convenio de cooperación Cuba-Venezuela, con una capacidad proyectada de producción de 200 aerogeneradores/año. Ubicada en ZONFIPCA, Punto Fijo, estado Falcón. El proyecto tiene la finalidad de construir las instalaciones de la fábrica de aerogeneradores baja potencia, con la finalidad de cubrir la demanda de generadores eólicos para la electrificación de comunidades rurales, comunidades indígenas y costeras, áreas estratégicas en el ámbito de salud, educación, comunicación, alimentación, militar y petróleo, entre otras. El monto total es de 12 millones de dólares.

### **PDVSA Servicios, S.A.**

Se constituye a fin de garantizar a PDVSA en el sector de los hidrocarburos, los servicios de ingeniería especializada en las áreas de operaciones y mantenimiento de taladros, sísmica exploratoria y de producción, registros eléctricos y servicio direccional, fluidos de perforación y culminación, cementación y estimulación de pozos de petróleo y gas, mediante la ejecución de las actividades de perforación, rehabilitación y servicios a pozos de petróleo y gas, en armonía con el ambiente y con un alto sentido humanista.

En 2011 se inicia el proceso de consolidación del Holding PDVSA Servicios, S.A., con el propósito de garantizar la orientación estratégica de la filial en función de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social de la Nación, y de esta forma emitir las líneas estratégicas, políticas, planes, metas y acciones específicas a cada una de las filiales que la integran, a fin de lograr el máximo valor agregado de recursos para el país, asegurando la viabilidad de la corporación.

### **PDVSA Servicios Petroleros, S.A.**

Contribuye con los planes de producción y gas a través del suministro de equipos especializados para los procesos de per-

foración, rehabilitación y otros servicios a pozos que permitan el cumplimiento de los objetivos operacionales de PDVSA en el ámbito nacional e internacional, asegurando los niveles de seguridad y costos óptimos, en armonía con el ambiente. También suministra servicios especializados de ingeniería en las áreas de operaciones, sísmica y registros eléctricos que contribuyan al éxito de los planes de producción de petróleo y gas de PDVSA, cumpliendo con los más altos estándares de calidad.

Las áreas de influencia a nivel nacional se encuentran emplazadas en 3 regiones: Región Occidente, que abarca los estados Zulia, Trujillo y Falcón (ambiente lacustre y terrestre); Región Faja: Apure-Barinas, Guárico y Anzoátegui-Monagas (ambiente terrestre); Región Oriente: Anzoátegui-Monagas (ambiente terrestre), esta última incluye Costa Afuera.

Los principales productos y servicios de la filial están orientados hacia las actividades de:

*Perforación y rehabilitación (Ra/R)*, servicios a pozos para garantizar la ejecución de los planes de los negocios de exploración, producción y gas. Comprende la construcción y mantenimiento de pozos de perforación petrolero y sus taladros, mudanza, mantenimiento de taladros y gabarras, entre otros.

*Operaciones de subsuelo*, están destinadas a complementar y/o mejorar las actividades de construcción y mantenimiento de pozos petroleros. Como principales servicios especializados se pueden mencionar los siguientes: fluidos, cementación, perforación direccional, registros eléctricos, tubería continua, cabezales, estimulación y cañoneo.

*Geofísica y Geodesia*, comprenden la captura y el procesamiento de data sísmica para exploración, producción y nuevos negocios de la Faja, servicio que también abarca la cartografía, los sistemas de información geográfica y los sensores remotos.

### **Distribución general de taladros**

Durante la gestión 2011 se reforzaron las gestiones para el control y seguimiento de lo relacionado con todos los equipos (taladros/cabilleros) que se utilizan para cubrir los requerimientos de la Corporación y los compromisos internacionales. El parque de equipos operativos era de 282 taladros, de los cuales 95 son propios y 187 contratados. De acuerdo a la operatividad de los mismos, 38 equipos estaban en condición de inactivos. (Ver cuadro N.º 39)

Durante los últimos 3 años se ha logrado un crecimiento sostenido de la tasa de taladro, pasando de 152 taladros promedio anual en 2009 a 196 taladros promedio anual en 2010, y 231 en 2011, lo que representa el 52% de equipos operando en 2011 versus 2009 y el 18% en 2011 versus 2010. Los equipos activos a final del periodo se incrementaron de 157 en 2009 a 233 en 2010 y 244 en 2011, tal como se muestra en el cuadro N.º 40.



**CUADRO 39** Balance de taladros de perforación 2010-2011

Región	Propios	Contratados	Total	Propios	Contratados	Total
Occidente	45	47	92	41	46	87
Oriente	17	42	59	30	136	166
Faja	33	98	131	8	6	14
<b>Total nacional</b>	<b>95</b>	<b>187</b>	<b>282</b>	<b>79</b>	<b>188</b>	<b>267</b>
Internacional	3	-	3	3	-	3
<b>Total</b>	<b>98</b>	<b>187</b>	<b>285</b>	<b>82</b>	<b>188</b>	<b>270</b>

**CUADRO 40** Tasa de taladros activos

Taladros fin de periodo	2011	2010	2009
Perforación	116	107	71
Reacondicionamiento y recuperación (RA/RC)	49	66	40
Servicios a pozos	79	60	46
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>233</b>	<b>157</b>





Dicha disponibilidad de equipos permitió ejecutar un total de 11.380 trabajos a pozos y alcanzar un incremento del 30% con respecto a 2010 tal como se describe a continuación:

- Se perforaron 868 pozos (Faja: 582; Occidente: 195; Oriente: 66; PDVSA Gas: 25), con un incremento del 43% con respecto a 605 pozos perforados al cierre de 2010.
- Se rehabilitaron 834 trabajos (Faja: 287; Occidente: 413; Oriente: 12; PDVSA Gas: 122), con una disminución del 4% con respecto a los 871 pozos rehabilitados al cierre de 2010.
- Se ejecutaron 9.678 servicios especializados a pozos (Faja: 6.572; Occidente: 3.008; Oriente: 76; PDVSA Gas: 22), con un incremento del 33% con respecto a los 7.254 servicios especializados a pozos para el cierre de 2010.

Durante 2011 se utilizaron en promedio 231,2 taladros/año, destinados a la generación y mantenimiento de producción en el ámbito nacional. Para actividades de perforación se utilizaron 106,2 taladros, para rehabilitación 55,8 y para actividades de servicios 69,2 cabilleros. Se utilizaron también 3 taladros para apoyar compromisos internacionales adquiridos con Ecuador y Bolivia.

En el marco de la estrategia de incorporación de equipos propios al parque de taladros, llegaron al país 12 taladros (PDV-14, PDV-15, PDV-16, PDV-17, PDV-26, PDV-28, PDV-29, PDV-39, PDV-40, PDV-41, PDV-42, y PDV-43) adquiridos a través de PDVSA Industrial (convenio China-Venezuela), que además de los ahorros asociados, consolidan la soberanía operacional colocando en manos de PDVSA Servicios Petroleros, S.A. las actividades medulares de operación y mantenimiento de taladros. De igual forma se adquirieron 38 taladros a empresas chinas por parte de PDVSA Servicios Petroleros: 3 equipos de apoyo a compromisos internacionales para la República de Ecuador y 35 para asumir el compromiso nacional (19 para la Faja; 12 para la Región Occidente y 4 para la Región Oriente).

Para cumplir con los requerimientos del Plan de Taladros y Cabilleros 2011-2012 (ambiente lacustre y terrestre) se renovaron 59 contratos de taladros, que mantuvieron sus tasas diarias de operación dentro de un rango que permite un potencial ahorro de millones de dólares 94,8. Igualmente, para garantizar la continuidad operacional de las unidades se realizaron modificaciones a contratos vigentes. Por otra parte, en el aspecto internacional, se cumplieron los compromisos adquiridos en materia de asignación de taladros con Ecuador y Bolivia.

- En proceso incorporación de 1 taladro, para un total de 2 taladros; con los existentes se realiza la construcción de tres pozos de perfil direccional aportando en promedio 500 BPD cada pozo, contribuyendo al incremento acelerado de la producción en el campo Sacha en la República de Ecuador, generando de esta forma unos 60 trabajos directos locales.

- Se continuó con la operación de un taladro en la República de Bolivia y se logró el transporte de tubería de perforación de 5-7/8" desde el Almacén de San Tomé hasta el puerto de Guanta para su exportación a Bolivia, apalancando así las actividades de perforación en el Campo Víbora.

### Geofísica y Geodesia

Las actividades de adquisición y procesamiento de datos de Geofísica y Geodesia están dirigidas a la prospección y caracterización de yacimientos de hidrocarburos que permitan la optimización de los procesos operacionales a nivel de exploración y producción, a través de dos etapas:

I. *Adquisición de sísmica:* los resultados obtenidos a nivel nacional e internacional muestran la culminación de 4 proyectos y la consolidación de un total de adquisición de sísmica 3D (terrestre y marítimo) de 1.829 km<sup>2</sup> y en sísmica 2D (terrestre y marítimo) de 1.455 km lineales. Detalles en el cuadro N.º 41.

II. *Procesamiento de sísmica:* los resultados a nivel nacional e internacional presentan la culminación de 7 proyectos y un total en procesamiento de sísmica 2D de 3.055,82 km lineales, y 3D de 8.131,01 km<sup>2</sup>, de los cuales 1.411 km<sup>2</sup> terrestre y 6.720 km<sup>2</sup> marítimo. Detalles en el cuadro N.º 42.

### Conformación de empresas de capital mixto

Al cierre del 2011, se han conformado dos Empresas de Capital Mixto (ECM) (Sísmica Bielovenezolana, S.A. y ECM Venrus), para un total de 31 ECM, las restantes se encuentran en proyecto de conformación. De estos 29 proyectos se tiene previsto 10 ECM para el ámbito nacional (socios nacionales) y 19 ECM para el ámbito internacional (socios extranjeros).

### Actividades internacionales

En el marco del acuerdo en el sector energético suscrito el 23 de enero de 2006 entre los gobiernos de Bolivia y Venezuela, se determinó:

- La entrada en producción de 2 pozos en el Campo Víbora, perforados por el taladro PDV-08, los cuales contribuyeron al incremento de la producción del campo de gas en 30 MMPCPD a 45 MMPCPD y de 570 BPD a 770 BPD de condensado.
- Apoyo de PDVSA Servicios Petroleros S.A. para la elaboración de ingeniería básica de detalle del proyecto TIMBOY-X2, así como de las especificaciones técnicas de todos los servicios requeridos para la perforación del pozo TBY-X2. Con esto se concretó el 70% de los contratos correspondientes. También se diseñó el organigrama correspondiente a la Gerencia de Perforación para YPFB Petroandina S.A.M. En el marco del acuerdo para la cooperación en el sector energético entre el Ministerio de la República y el Ministerio de

**CUADRO 41** Proyectos de adquisición de sísmica nacional e internacional 2011

Cliente/negocio	Proyecto	Adquisición de sísmica 2011 km/km <sup>2</sup>	Acumulado total proyecto km/km <sup>2</sup>	Fecha de inicio
Petrocedeño	El Lindero 10M 3D 3C	89,88	89,88	31-ago-10
Exploración	Barinas Este 3D	0	0,00	5-oct-11
Petromacareo	El Vedero 10M 3D 3C	42,45	42,45	15-dic-10
Exploración Costa Afuera	Barracuda 10M 3D	1.696,87	1.794,25	28-dic-10
Internacional	Iñiguazu 2D	313	313,00	22-jul-11
	Levantamiento de datos de geofísica superficial marina Fase A Cuba (km)	614,04	637,24	18-dic-10
	Levantamiento de datos de geofísica superficial marina Fase B Cuba (km)	528	528,00	21-feb-11
<b>km 2D Terrestre</b>	<b>474,00</b>	<b>313,00</b>		
<b>km 2D Marino</b>	<b>1.104,53</b>	<b>1.142,04</b>	<b>Total km 2D=1.455</b>	
<b>km<sup>2</sup> 3D Terrestre</b>	<b>348,00</b>	<b>132,33</b>		
<b>km<sup>2</sup> 3D Marino</b>	<b>1.754,61</b>	<b>1.696,87</b>	<b>Total km 3D=1.829</b>	

**CUADRO 42** Proyectos de procesamiento de sísmica 2D y 3D nacional e internacional

Centro de procesamiento geofísico		Cliente/negocio	Proyecto	km/km <sup>2</sup>	Registro	Fecha inicio	Fecha culminación
Occidente	Exploración		Oro negro 07G 3D	770 km <sup>2</sup>	21.649	4-oct-10	30-ago-11
			Oro negro 07G 2D	46,85 km	740	27-sep-10	24-ago-11
Oriente	Exploración		Mantecal 07G 2D	726,4 km	7.217	15-may-10	19-may-11
	Producción		San Cristóbal 05G 3D	147 km <sup>2</sup>	32.213	9-nov-09	30-ago-11
	Em Petrolera Bielovenzolana		Guara Este 06G 3D (Em Petrolera Bielovenzolana)	87 km <sup>2</sup>	3.720	10-may-10	28-feb-11
Con terceros	Exploración		Barracuda 10G 3D	1.850 km <sup>2</sup>	74.000	11-ago-11	11-ago-12
			Dragón Norte 08G 3D	2.771 km <sup>2</sup> (aprox)	855.945	12-ene-11	12-ene-12
	Petrocedeño		El Lindero 10M 3D 3C SINCOR 97 3D3C	407 km <sup>2</sup>	77.800	20-ene-11	30-ene-12
	Internacional		Reprocesamiento Bolivia Iñau e Iñiguaza	1.200 km	31.000	6-may-11	6-ene-12
			Cuba Yucatán 09VCU 3D	2.099 km <sup>2</sup> (aprox)	289.979	1-mar-10	24-feb-11
			LLIQUIMUNI 08G 2D	1.083 km (aprox)	43.303	23-mar-10	18-mar-11
	<b>km 2D (km lineales)</b>			<b>3.055,82</b>			
			<i>km<sup>2</sup> 3D Terrestre</i>	<i>1.411,00</i>			
			<i>km<sup>2</sup> 3D Marino</i>	<i>6.720,19</i>	<b>Total km 3D= 8.131</b>		



### Energía y Minas de la República del Ecuador:

- Se logró la transferencia de conocimientos, experiencias y tecnología en el sector petrolero, con la operación de taladros de perforación para la construcción de 6 pozos de perfil direccional que aportaron 500 BPD cada uno en promedio, para sumarse a la producción del campo Sacha y la generación de 120 empleos locales directos mediante las siguientes estrategias:
  - *Dotación de 2 taladros de perforación, CPV-16 y CPV-23, con tecnología de punta y personal especializado para impulsar la construcción de pozos petroleros en territorio ecuatoriano.*
  - *Trabajos de mantenimiento mayor al taladro CPV-23 e incorporación de nuevos equipos con alta tecnología, para continuar operando en territorio ecuatoriano.*
  - *Incorporación del tercer taladro de perforación que vendrá en incremento acelerado de la producción en el campo Sacha generando de esta forma unos 60 trabajos directos locales.*

Para el fortalecimiento de las alianzas para el crecimiento económico y social equilibrado entre la República de Cuba y la República, se efectuaron las acciones:

- Inicio del Proyecto de Perforación Exploratoria en Aguas Ultra Profundas de la República de Cuba, generando 3 empleos locales y unos 100 empleos locales indirectos.
- Ingeniería y diseño del primer pozo, CSA-1X, con un 80% de la ingeniería de detalles.
- Finalización de la ingeniería básica del pozo por parte de los ingenieros de PDVSA Servicios Petroleros, S.A, para el proyecto Perforación Exploratoria en Aguas Ultra Profundas de la República de Cuba.
- Contratación de la unidad de perforación Scarabeo-9 entre PDVSA y Repsol para la perforación del pozo CSA-1X.
- Finalización de la contratación de Base Logística, Servicio Integral de Base Logística Mariel.

### PDVSA Operaciones acuáticas, S.A.

Tiene como objetivo proporcionar servicios acuáticos especializados para satisfacer los requerimientos de traslado de personal, materiales, equipos y suministros, tendido y mantenimiento de líneas subacuáticas, así como revestimientos para la industria petrolera. Es la filial encargada de garantizar el suministro de embarcaciones y servicios en apoyo a las actividades de producción de petróleo y gas que ejecutan nuestros clientes (EYP, empresas mixtas, Costa Afuera y terceros) en los espacios acuáticos de las diferentes regiones operativas.

Es importante destacar que la filial está conformada administrativa y operacionalmente en 2 regiones: Occidente y

Oriente, estructuradas de forma independiente de acuerdo a sus funciones medulares.

### Región Occidente

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos se indican en líneas generales los siguientes logros:

- Se ejecutaron un total de 21.689 actividades de servicios de mantenimiento para facilidades de producción. El servicio que aportó mayor número de actividades fue el de lanchas de buzos.
- Se ejecutaron 4.170 actividades asociadas a servicios de logística lacustre, 3.215 en transporte de personal y 955 en mudanza.
- Aumento de 276 a 327 lanchas operativas al cierre de 2011 con respecto a 2010; esto representa un incremento del 18%, como resultado del mantenimiento, construcción y adquisición de unidades durante 2011.
- Aumento de 43 a 59 remolcadores al cierre de 2011 con respecto a 2010, esto representa un incremento del 37%, como resultado de la incorporación de 42 unidades nuevas fabricadas en Singapur y Malasia con capacidad para operar las 24 horas/día y tecnología de punta como equipos de radar, GPS, ecosonda, doble mando de fuente y *winche* de remolque.
- Aumento de la confiabilidad de la flota pesada disponible como resultado de la incorporación de los 42 remolcadores para incrementar el cumplimiento de los servicios: maniobras de remolque de gabarras, mantenimiento, reparación, reemplazo y tendido de líneas sub-lacustres, transporte de petróleo y en las mudanzas de gabarras de perforación y facilidades de apoyo.
- Adecuación de 2 barcasas, 4 Febrero (antigua Ceiba) y Muller Rojas (antigua Miramontes), destinadas para uso multipropósito de tendido de tuberías Flexsteell, dada la necesidad de activar un sistema operacional de alta tecnología y desempeño (embarcaciones para tendidos y reparaciones de líneas sublacustres, suministros y logística, buceo e inspección) que puedan realizar desde la instalación de una grapa hasta el cambio de secciones en líneas de hasta 6" con autonomía las 24 horas/día.
- Establecimiento del Convenio Cuba-Venezuela con la empresa ASTIMARCA para las inspección y el mantenimiento mayor de unidades flotantes con un progreso de 1 gabarra de tendido y reparación de línea con avance de 29%; 3 gabarras-cisternas con avances de 38%, 85% y 85%; 1 gabarra grúa con 46% de avance; 2 remolcadores con un 35% de avance para cada uno.





- Se ejecutó el manejo y disposición final con esfuerzo propio de 3.004 m<sup>3</sup> de desechos no peligrosos provenientes de los muelles Che Guevara, William Lara, Simón Bolívar, Tía Juana, Luisa Cáceres de Arismendi, entre otros, cumpliendo con la normativa ambiental con competencia en la materia.
- Se reciclaron 16.288 toneladas de material ferroso producto de la chatarra depositada en los diferentes muelles y del desguace de embarcaciones (gabarras, remolcadores, lanchas entre otras) desincorporadas como activos, para su reciclaje en la fabricación de materiales de construcción. Esto se llevó a cabo bajo la coordinación y responsabilidad de Reciclajes Cuba-Venezuela (Recuensa) como apoyo a la gran Misión Vivienda Venezuela.
- Se rescataron satisfactoriamente 26 embarcaciones que se encontraban escoradas, hundidas o varadas en los muelles: gabarra Plana Mara-1; gabarra G-360 y G-12; lancha Frenchy-1; gabarra C-59; barcaza Negro II; barcaza Itala III; draga Andina I; barcaza S/N; dique Troya; Jodica XI; Valeriana II, Narcor 7; gabarras: Don Enrique; D-18; 304; D-206; C-0231; Bongo L-0355; gabarra tanque Yen 305 y la lancha de pasajeros C-7075.
- suministro de combustibles para afianzar la producción.
- Incorporación de equipos destinados a las actividades fijas y permanentes de las gerencias de Operaciones Portuarias y Logística Marina; 3 camiones tipo chuto con sus respectivas plataformas y 1 camión 750 con brazo hidráulico.
- Recuperación de las lanchas para transporte de personal, Servináutica 2 y Mary Rosa XV, que prestan apoyo a las actividades de hincado de pilotes, y de 28 balsas salvavidas con capacidad para 10 y 25 personas.
- Incorporación de servicios de transporte aéreo con diferentes rutas de salida, apoyando las actividades de Costa Afuera.
- Movilización de la Plataforma Central de Producción (CPF) desde el Patio Alianza (sector Matanzas), estado Bolívar, hasta Campo Corocoro, Golfo de Paria Oeste, con uso de los buques Armada Tuah y Amethyst.
- Agenciamiento de 40 embarcaciones para el desarrollo de los distintos proyectos que comprenden eje nororiental a través del convenio OCAMAR.
- Instalación de puente de interconexión entre el WHP y CPF destinados a las operaciones de producción de Petrosucre, con el apoyo de la gabarra Boa 30 con grúa y turquoise desde Puerto Cabello (Dianca) hasta Campo Corocoro.

### Región Oriente

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos se indican en líneas generales los siguientes logros:

- Control de las operaciones de logística marítima Petrosucre a fin de suministrar los requerimientos que conlleven a los apoyos de Producción en el Campo Corocoro y Pedernales.
- Incorporación de flota liviana (lanchas transporte de personal) y pesada (remolcadores y gabarra), mediante mantenimientos mayores (Nivel V) a través de la alianza estratégica PDVSA-Fuerza Armada Venezolana (Ucocar-Ocamar).
- Incorporación de 2 remolcadores: Independencia 22 (Torrente 24) e Independencia 24 (Brumby 2400) en Güiría, para prestar apoyo a los trabajos gasíferos que ejecuta la división Costa Afuera en el estado Sucre. Estos remolcadores permiten garantizar el transporte a nivel nacional de equipos marinos, materiales, pilotes del muelle de servicio pertenecientes al Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho, municipio Valdez, y apoyarán en las operaciones realizadas por Petrosucre y Petrowarao.
- Incorporación de la gabarra S-222 y el remolcador Comanche Arrow para la disposición final de sedimentos del dragado del Puerto de Carúpano.
- Incorporación del buque tanquero British Shield que apoyará las operaciones Costa Afuera al Proyecto Mariscal Sucre en el

### PDVSA Salud, s.a.

Tiene como objeto fundamental la administración del Programa de Salud de PDVSA, de las instalaciones hospitalarias y clínicas industriales, la contratación de servicios de salud con terceros, la administración de planes de salud, plan de contingencias médicas, la adquisición de medicamentos e insumos médicos, el manejo de farmacias y la ejecución de convenios nacionales e internacionales. En la actualidad, PDV Servicios de Salud, s.a se focaliza en cuatro aspectos fundamentales:

1. Administración de los centros de salud propios, transferidos o adquiridos. Ejemplo de ello es la transferencia de la administración del Hospital Coromoto en cuanto a la administración y sus funciones. Hasta diciembre 2011 se ha ejecutado del plan plurianual (2008-2012) de modernización de sus instalaciones por parte de PDVSA Petróleo, en conjunto con la Fundación Oro Negro. A partir de julio de 2011, PDV Servicios de Salud asumió la administración y el control de las operaciones del hospital para poder prestar un servicio de salud acorde a las necesidades de los trabajadores y trabajadoras de la industria petrolera, familiares y miembros de la comunidad. Podemos resaltar que en la gestión de 2011 se atendieron 99.963 pacientes de ambulatoria (emergencias, cirugías ambulatorias, consultas especializadas y servicios auxiliares), entre miembros de la comunidad, trabajadores



y trabajadoras, y 4.233 pacientes en el área de hospitalización, siendo las patologías más atendidas los accidentes cerebro vasculares, enfermedades isquémicas del corazón, cáncer, neonatos con patologías respiratorias, sepsis y quemaduras. Este tipo de enfermedades requieren de cuidados intensivos, lo que incide en un mayor consumo diario de medicamentos e insumos.

2. Adquisición de medicamentos, insumos médicos y manejo de farmacias.
3. Firma y ejecución de los convenios nacionales e internacionales en el área de la salud de PDVSA, en apoyo a las políticas del Ejecutivo con el Ministerio del Poder Popular para la Salud: trasplante de médula ósea, trasplante de hígado y programa de implantes cocleares.
4. Formación académica y científica
  - Convenio con la Universidad del Zulia para la realización de pasantías de los alumnos de pregrado y postgrado de la Facultad de Medicina.
  - Convenio con el Instituto Universitario de Tecnología Readic-Unir para la realización de pasantías de los alumnos cursantes en técnico superior en enfermería.
  - Postgrado para los médicos en la Especialización en Caumatología.

### **PDVSA Ingeniería y Construcción, s.a.**

El objeto de esta filial es proveer por cuenta propia o de terceros, servicios de ingeniería y construcción derivados de las necesidades de proyectos mayores de PDVSA y sus empresas filiales.

Durante el año 2011, PDVSA Ingeniería y Construcción (IyC) continuó su gestión con la ejecución de proyectos para otras filiales y diversos entes del Estado en las siguientes áreas: petróleo y gas; generación de energía eléctrica; proyectos propios de la filial; infraestructura urbana nacional. En este último sector se incluyen la Gran Misión Vivienda Venezuela, Desarrollo Urba-

nístico Catia La Mar, Sistema Ferroviario Nacional, teleféricos, puentes, metros y metro cables, acueducto, complejo industrial Maderero Libertadores de América, Proyecto de Formación y Capacitación de Artesanos del Proyecto Conversión Profunda de la Refinería de Puerto La Cruz. En los proyectos bajo responsabilidad de otros entes del Estado, PDVSA IyC ejecuta actividades de gerencia, mientras que en los proyectos de las filiales participa activamente en los servicios de ingeniería y construcción.

### **PDVSA Desarrollos Urbanos, s.a.**

Su objeto social reviste especial importancia para el país, por su orientación hacia objetivos estratégicos en materia de vivienda y hábitat, alineados con el Proyecto Nacional Simón Bolívar, Primer Plan Socialista 2007-2013 y con el Plan Siembra Petrolera PDVSA 2012-2018.

Conforme a estos principios y a objeto de responder a su elevado compromiso en la construcción del Socialismo y brindar soluciones al déficit habitacional, esta filial desarrolla proyectos integrales de vivienda con una visión ecológica y humanista.

### **PDVSA Asfalto, s.a.**

Tiene la misión de construir la infraestructura pública vial necesaria en el asfaltado de las comunidades aledañas a las zonas operacionales de PDVSA, sus filiales o cualquier otra zona que determine el Ejecutivo Nacional, al menor costo, el menor tiempo y con la mayor calidad, teniendo como visión ser la Empresa Socialista líder en el desarrollo de la infraestructura vial del país, con referencia nacional e internacional por su profesionalismo, eficacia y eficiencia.

Para cumplir su objetivo, PDVSA Asfalto asume desde la explotación y el procesamiento del material granular, la fabricación de la mezcla asfáltica y cemento premezclado hasta la colocación final de la carpeta de rodamiento, incluyendo las obras preliminares, drenajes y puentes.

NOTA: Mayor información sobre PDVSA Desarrollos Urbanos, Ingeniería y Construcción y PDVSA Asfalto se encuentra en el *Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2011* que se acompaña.





*Compromisos  
y contingencias*



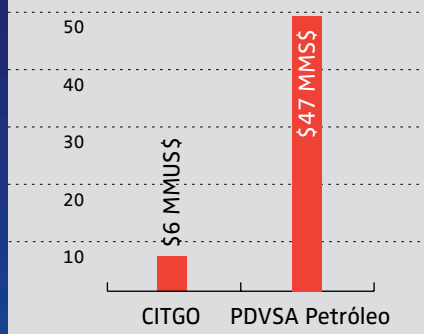
## Garantías

*Al 31 de diciembre de 2011 algunas filiales de Petróleos de Venezuela, S.A., tienen garantías para la culminación de obras relacionadas con acuerdos de deuda y financiamiento de asociaciones en proyectos. Las obligaciones de garantías que mantiene PDVSA se muestran en el cuadro N.º 43. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos producto de garantías no han sido significativos. Durante los años 2011 y 2010, CITGO ha garantizado deudas de filiales y afiliadas, incluyendo cartas de crédito y financiamientos para adquisición de equipos de comercialización. PDVSA Petróleo mantiene una fianza ambiental global suscrita con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB) que garantiza la ejecución de medidas ambientales en concordancia con la legislación vigente.*



## Obligaciones de garantías

Cifras en MMUS\$  
Año de terminación 2012





## Acuerdos con la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)

La República es miembro de la OPEP, organización dedicada principalmente al establecimiento de acuerdos en busca del mantenimiento de precios estables del petróleo a través de la fijación de cuotas de producción. Hasta la fecha, la reducción en la producción de petróleo como resultado de cambios en las cuotas de producción de la OPEP no ha tenido un efecto significativo sobre los resultados de las operaciones de PDVSA, su flujo de caja y sus resultados financieros.

En las reuniones extraordinarias de la OPEP, realizadas entre los meses de septiembre y diciembre de 2008, se acordó un recorte en la producción de petróleo de 4,2 millones de barriles diarios, con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2009. Como resultado de este acuerdo, PDVSA estimó reducir su producción en 189 MBD.

## Arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional (CCI)

### Mobil Cerro Negro Ltd.

El 25 de enero de 2008, Mobil Cerro Negro Ltd. (filial de Exxon-Mobil) introdujo una solicitud de arbitraje ante la Corte de Arbitraje Internacional de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en Nueva York, Estados Unidos, en contra de Petróleos de Venezuela, S.A. y PDVSA Cerro Negro, S.A., exigiendo la indemnización por daños y perjuicios ante el supuesto incumplimiento de obligaciones contractuales asumidas bajo el Convenio de Asociación del Proyecto Cerro Negro por parte de PDVSA Cerro Negro, y de los términos de una garantía por parte de Petróleos de Venezuela, S.A. El 19 de julio de 2008 se constituyó el Tribunal Arbitral y se firmó el Acta de Misión. La parte demandada solicitó la bifurcación del caso, denegada el 18 de julio de 2008.

Mobil Cerro Negro Ltd. solicitó ante el Juzgado del Distrito Sur de Nueva York que se dictara una orden de embargo. El embargo solicitado afectó 300 millones de dólares depositados en las cuentas de PDVSA Cerro Negro en The Bank of New York Mellon y corresponden a fondos liberados en favor de PDVSA Cerro Negro, como consecuencia de la recompra de la deuda contraída para el financiamiento del Proyecto Cerro Negro. La orden de embargo se otorgó sin notificar previamente la solicitud y fue confirmada el 13 de febrero de 2008. La suma embargada continuará retenida hasta la culminación del arbitraje.

Mobil Cerro Negro Ltd. también solicitó una orden de congelamiento y entrega de información a nivel mundial otorgada por la Corte Suprema de Inglaterra y Gales el 24 de enero de 2008. La orden pretendía prohibir a Petróleos de Venezuela, S.A. la disposición de sus activos en Inglaterra y Gales, y la obligaba a mantener activos libres de gravámenes por un monto de 12.000



millones de dólares a nivel mundial. Esta orden no prohibía a PDVSA disponer de cualquiera de sus activos en el curso ordinario y apropiado de sus negocios. PDVSA presentó su argumentación de defensa el 14 de febrero de 2008 y el 18 de marzo la Corte Suprema de Inglaterra y Gales emitió posición a su favor.

Durante el año 2009, las partes presentaron sus escritos respectivos para esgrimir sus argumentos. La Audiencia Final se llevó a cabo en los meses de agosto y septiembre de 2010. En ella rechazó la orden de congelamiento otorgada anteriormente. El tribunal arbitral emitió una orden procesal posterior a la audiencia solicitando a las partes presentar nuevos escritos.

En diciembre de 2011 el Tribunal de la CCI emitió un laudo en relación al arbitraje iniciado por Mobil Cerro Negro Ltd. en enero de 2008. En la sentencia se determinó una indemnización a favor de ExxonMobil por 907 millones de dólares, lo que implicó el reconocimiento de una provisión de 640 millones de dólares en los estados financieros consolidados del año 2011, adicional a los pasivos reconocidos previamente asociados con esta contingencia.

En febrero de 2012 PDVSA efectuó un pago definitivo a favor de ExxonMobil por 255 millones de dólares, en relación con el laudo emitido por el Tribunal de la CCI en diciembre de 2011. Del monto de la indemnización se descontaron una serie de créditos reconocidos en el laudo a favor de PDVSA y el efectivo que se mantenía embargado en cuentas de PDVSA Cerro Negro en The Bank of New York Mellon.





### **ConocoPhillips Petrozuata y Phillips Petroleum Company**

El 30 de diciembre de 2009 ConocoPhillips Petrozuata BV y Phillips Petroleum Company Limited presentaron una solicitud de arbitraje ante la CCI en contra de Petróleos de Venezuela, S.A., en virtud de garantías por obligaciones de algunas de sus filiales correspondientes a los proyectos Petrozuata y Hamaca. ConocoPhillips Petrozuata BV y Phillips Petroleum Company Limited afirman que las filiales han incumplido algunas de sus obligaciones con respecto a los recortes de producción ordenados por la República Bolivariana de Venezuela. El tribunal arbitral se constituyó en julio de 2010 y se aprobaron los términos de referencia a finales de 2010. Inicialmente los demandantes presentaron ante la CCI dos casos distintos que el tribunal arbitral decidió consolidar el 6 de octubre de 2010. El 10 de mayo de 2011 PDVSA presentó su respuesta a la demanda y el 10 de agosto lo hizo Conoco Phillips. A la fecha, los demandantes no han exigido cantidades específicas por sus reclamos, por lo que no es posible establecer una provisión de forma fiable en los estados financieros consolidados. PDVSA considera que la resolución de esta disputa no tendrá un efecto significativo sobre sus operaciones y situación financiera.

### **Otros litigios y reclamos**

En enero de 2008 se inició un procedimiento consolidado de los cinco que cursaban en distintos Tribunales de los Estados Unidos en el que varias empresas norteamericanas demandaron a PDVSA y sus filiales domiciliadas allí. El procedimiento fue consolidado en la Corte del Distrito Sur en Houston-Texas y los demandantes alegan que se están violando las Leyes Anti-monopolio norteamericanas en perjuicio de los consumidores. En enero de 2009 se sentenció a favor de las demandadas, desestimando todos los casos. Posteriormente los demandantes apelaron la decisión y en audiencia oral que se llevó a cabo el 1 de marzo de 2010, el juez de la causa solicitó una manifestación de interés (*amicus*) del Ejecutivo de Estados Unidos, siendo presentado por su Gobierno en apoyo a las demandadas en agosto de 2010. La decisión fue dictada a favor de las demandadas el 4 de octubre de 2011.

El 30 de julio de 2007, el Tribunal 9º Superior de lo Contencioso Tributario de la República Bolivariana de Venezuela, dictó sentencia respecto a un recurso interpuesto por PDVSA Petróleo contra actas de reparo emitidas por la Administración Tributaria, en las que se objetaba la deducibilidad del aporte efectuado, de conformidad con el Artículo N.º 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). En dicha sentencia se concluye que sólo serían

## 42 millones de dólares para implantar el Sistema de Gerencia Integral de Riesgos

susceptibles de deducción las exportaciones de «petróleo» y no otros productos o subproductos de los hidrocarburos, y que debe interpretarse de manera restrictiva por cuanto involucra un beneficio fiscal (deducción). La gerencia de PDVSA y sus asesores legales han manifestado que la sentencia en principio parece tener consistencia con el texto legal; sin embargo, defenderán el criterio de la deducibilidad a través de un recurso de apelación ante la Sala Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia. La provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es de 673 millones de dólares, en la cual se incluyen un conjunto de casos que responden a las deducciones previstas en el Artículo N.º 6 de la LOH y sobre los cuales no ha habido pronunciamiento judicial alguno, pero que en criterio de la gerencia de PDVSA y sus asesores legales, deben ser igualmente considerados en dicha provisión.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la provisión para litigios y otros reclamos incluye 68 millones de dólares, relacionada con obligaciones tributarias de PDVSA Petróleo correspondientes a los años 1994, 1995 y 1996 por 415 millones de dólares al 31 de diciembre de 2011 y 2010, por las cuales durante 2008 PDVSA ha efectuado pagos por un total de 695 millones de dólares, en Certificados de Reintegros Tributarios (CERT) a favor del SENIAT y en efectivo, por 682 millones de dólares y 13 millones de dólares, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2011, PDVSA está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 1.030 millones de dólares. En 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 PDVSA, los resultados de sus operaciones o su liquidez.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en el rubro de provisiones una estimación al 31 de diciembre de 2011 y 2010 por 1.854 millones de dólares y 1.042 millones de dólares, respectivamente. Si las demandas y reclamos conocidos se resolvieran de una manera adversa para PDVSA 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 la resolución final de estas demandas y reclamos, 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 PDVSA o los resultados de sus operaciones.

### Cumplimiento de regulaciones ambientales

La mayoría de las filiales de PDVSA 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 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 plantas o el derrame de contaminantes sobre el ambiente.

PDVSA ha invertido aproximadamente 42 millones de dólares para completar la implantación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA) y tiene un plan de inversión a través del cual en 2011 se ejecutaron 88 millones de dólares en proyectos de adecuación ambiental y otras inversiones relacionadas con ambiente e higiene ocupacional. Entre 2012 y 2015 CITGO estima inversiones de unos 318 millones de dólares para proyectos que regulen los riesgos ambientales.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental en relación con los pasivos generados por la empresa hasta el año 2004, que con una duración de 12 años a partir de su inicio en 2001, contempla el saneamiento de fosas, lodos y petróleo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a desmantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó estos pasivos y reconoció gastos en los resultados de los años 2011 y 2010 por valor de 217 y 164 millones de dólares, respectivamente.

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (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 (PRP), 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 medidas de recuperación. CITGO se encuentra comprometida con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados.

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







*Análisis operacional  
y financiero*



## Resumen ejecutivo

*Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen básicamente del volumen de exportación de petróleo y el nivel de precios de los hidrocarburos. Los factores determinantes en los resultados financieros y operacionales de 2011 fueron los precios de exportación del petróleo y sus productos, los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción, así como de los aportes y contribuciones para el desarrollo social, realizados en su mayoría mediante las contribuciones al Fondo Para el Desarrollo Nacional (Fonden), los aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela y el apoyo a misiones, programas sociales y planes de inversión social del Gobierno Nacional.*

**H**istóricamente, los miembros de la OPEP han entrado en acuerdos para reducir la producción de petróleo y estabilizar los precios globales. Desde julio de 2005 hasta octubre de 2006, el tope de producción asignado a la República Bolivariana de Venezuela por la OPEP era de 3.223 MBD. Entre noviembre y diciembre de 2006 se acordó un recorte estratégico de 1.700 MBD y en septiembre de 2007 un incremento de 500 MBD para que la OPEP, sin incluir a las Repúblicas de Angola e Irak, colocara en el mercado 27.253 MBD. Entre septiembre y diciembre de 2008 se acordó una reducción de 4.200 MBD y la cuota que le correspondió a Venezuela fue de 364 MBD; para el 10 de septiembre de 2008 se establecieron 46 MBD, en fecha 24 de octubre de 2008 124 MBD y en fecha 17 de diciembre de 2008 189 MBD, entrando en vigencia este último recorte el 1 de enero de 2009 y manteniéndose durante 2010 y 2011.

En cuanto a los precios del petróleo, estos estuvieron influenciados por una tendencia de recuperación, debido a la volatilidad de los mercados bursátiles y a las expectativas de crecimiento económico en los principales países consumidores. En 2011, la cesta de exportación venezolana se ubicó en 100,11 \$/Bl, un aumento de 27,93 \$/Bl con respecto al precio promedio alcanzado en 2010, originado fundamentalmente por la recuperación del precio promedio del petróleo y sus productos en el mercado internacional, incluyendo el precio promedio de exportación de la cesta venezolana.

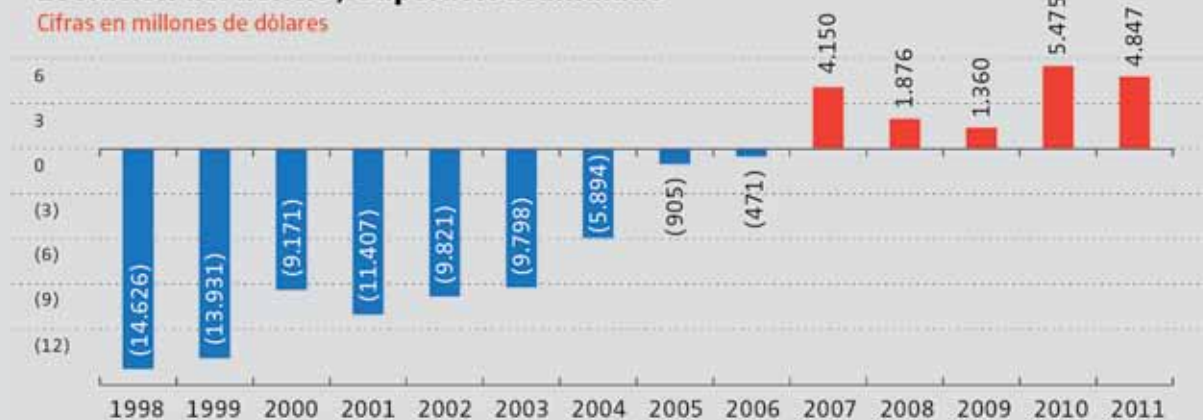
Al cierre del ejercicio económico del año 2011, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias no distribuidas de 4.847 millones de dólares, muy diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el cuadro N.º 44 y el gráfico N.º 7.



Gráfico N.º 7

### Evolución del déficit / Superávit acumulado

Cifras en millones de dólares



CUADRO 44 Composición/detalle del patrimonio de PDVSA

MMUS\$	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
<b>Capital social</b>	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
<b>Ganancias retenidas</b>														
Reservas legales y otras	16.743	16.118	17.625	14.677	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
<b>Ganancias (pérdidas) acumuladas</b>	4.847	5.475	1.360	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
<b>Total ganancias retenidas</b>	21.590	21.593	18.985	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte adicional	3.243	5.243	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total patrimonio atribuible al accionista</b>	63.927	65.930	65.322	63.475	53.206	50.716	47.014	41.862	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035
<b>Participaciones no controladoras</b>	9.956	9.384	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
<b>Total patrimonio</b>	73.883	75.314	74.389	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035



## ***Aportes fiscales pagados a la nación***

*La contribución total pagada a la nación en el ejercicio 2011 fue de 19.033 millones de dólares, que aumentó a 5.332 millones de dólares, es decir el 39% con respecto a 2010 con 13.701 millones de dólares. La contribución incluye 3.928 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 12.473 por regalía en efectivo; 1.514 por impuesto de extracción; 28 millones por impuesto de registro de exportación; 90 millones por impuesto superficial y 1.000 millones de dólares por concepto de dividendos. (Ver cuadro N.º 45)*



## Impuesto Sobre la Renta

PDVSA y sus filiales domiciliadas en la República Bolivariana de Venezuela están sujetas al pago del impuesto sobre la renta calculado sobre los resultados individuales del año, utilizando para ello la metodología establecida por la legislación vigente, las tasas de impuesto vigentes a la fecha del balance general y cualquier ajuste al impuesto por pagar de años anteriores.

La Ley de Impuesto sobre la Renta permite el traslado de pérdidas fiscales hasta por tres años para compensar rentas gravables futuras, salvo las pérdidas provenientes de la aplicación del sistema de ajuste por inflación fiscal, que son trasladables hasta por un año. Esta ley 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. Establece un ajuste regular por inflación anual que será incluido en la conciliación de la renta como una partida gravable o deducible, así como también establece una alícuota general del 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas. Quedan sujetas a la alícuota del 34% únicamente las empresas que realicen actividades integradas o no, de exploración y explotación del gas no asociado, de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o que se dediquen exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de petróleo pesado y extrapesado. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior es del 35%.

## Regalía

De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo de 2006, la regalía se paga con base en el petróleo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Se establece una regalía del 30% sobre los volúmenes de hidrocarburo y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables a PDVSA Petróleo S.A., PDVSA Gas S.A. y empresas mixtas). De acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional, entre 2011 y 2010 se utilizó un factor de conversión de Bs. 2,60 y Bs. 2,15 respectivamente por cada dólar estadounidense para la determinación y liquidación de esta participación.

Las empresas mixtas por su parte están sujetas al pago de ventajas especiales determinadas a partir de: a) una participación como regalía adicional del 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas y entregados a Petróleos de Venezuela, S.A.; b) un monto equivalente a la diferencia, si la hubiere, entre (I) el 50% del valor de los hidrocarburos extraídos en las áreas delimitadas y entregados a PDVSA



durante cada año calendario y (II) la suma de los pagos efectuados a la República Bolivariana de Venezuela por la actividad desarrollada durante el mismo año calendario por concepto de impuestos, regalías y ventajas especiales sobre los hidrocarburos, incluyendo las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno equivalente al 1% de la utilidad antes de impuestos. Las ventajas especiales deberán pagarse antes del 20 de abril de cada año, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el anexo f del Contrato para la Conversión a Empresa Mixta.

El 14 de noviembre de 2006 se estableció un nuevo cálculo de regalías para las empresas que realizan actividades petroleras primarias en el país. La propuesta se fundamenta en mediciones mensuales de los contenidos de azufre y gravedad API de los hidrocarburos líquidos extraídos, que 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, lo que ocasionará ajustes por gravedad y azufre que serán publicados por el Ministerio.



**CUADRO 45** Aportes fiscales pagados a la nación.  
Últimos cinco años expresados en millones de dólares

Aportes fiscales pagados a la nación	2011 <sup>1</sup>	2010 <sup>1</sup>	2009 <sup>2</sup>	2008 <sup>2</sup>	2007 <sup>2</sup>
Regalía en efectivo	12.473	9.274	11.575	22.473	17.161
Regalía en especie	–	–	3.178	2.166	–
Impuesto de Extracción	1.514	1.194	1.710	3.111	1.659
ISLR	3.928	2.087	6.022	7.955	8.334
Dividendos	1.000	1.000	2.000	2.000	2.573
Impuesto Superficial	90	94	158	178	–
Impuesto al Registro de Exportación	28	52	67	92	49
<b>Total</b>	<b>19.033</b>	<b>13.701</b>	<b>24.710</b>	<b>37.975</b>	<b>29.776</b>

<sup>1</sup> Pagos efectuados en bolívares convertidos a dólares al tipo de cambio oficial de 4,30 Bs/US\$

<sup>2</sup> Pagos efectuados en bolívares convertidos a dólares al tipo de cambio oficial de 2,15 Bs/US\$

Nota: Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente a 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 diferentes al del pago.

## 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, aplicable a las empresas mixtas.

## 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 su precio de venta. Este impuesto comenzó a aplicarse a partir del 24 de mayo de 2006, con una vigencia efectiva de 60 días continuos contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial.

## Impuesto Superficial

La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de un impuesto equivalente a 100 unidades tributarias (UT) por cada km<sup>2</sup> o fracción de extensión superficial otorgada no explotada. Este impuesto se incrementará anualmente 2% durante los primeros cinco años y 5% en los subsiguientes.

## Impuesto al Valor Agregado

La Ley de IVA establece una exención para la venta de combustibles, aditivos y sus derivados, así como el derecho de recuperar los créditos fiscales generados por las compras de bienes y servicios con ocasión de su actividad exportadora gravada con alícuota 0%.

## Impuesto de Consumo General

La venta de gasolina y otros combustibles en la República Bolivariana de Venezuela y en los Estados Unidos causan impuestos de consumo son pagados por el consumidor, por lo que se incluye como parte del precio de venta del producto, se recauda y se entrega a las entidades gubernamentales sin efecto en los resultados consolidados de la Corporación.

## Dividendos

PDVSA es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. El ente de adscripción es el Ministerio, quien ejerce la representación del Accionista, a la vez que supervisa y controla sus operaciones. De acuerdo con sus estatutos, la Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración, teniendo entre sus atribuciones aprobar o improbar los resultados económicos y financieros, así como también disponer sobre el destino de las ganancias obtenidas anualmente por la empresa. En virtud de esta atribución, con base en los lineamientos del Ejecutivo Nacional y considerando lo previsto en la Ley de Presupuesto de la Nación para cada ejercicio anual, la Asamblea de Accionistas de PDVSA ordena el pago de dividendos a favor de la República Bolivariana de Venezuela, distribuyendo a la nación una porción de sus ganancias. Estos dividendos son pagados por PDVSA en los ejercicios fiscales en los que se presupuestan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de la República Bolivariana de Venezuela.





## Resultados operacionales y financieros

*PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de petróleo y gas natural en la República Bolivariana de Venezuela aguas arriba y realiza operaciones de refinación, mercadeo, transporte de petróleo y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo en la República, Suramérica, el Caribe, Norteamérica y Europa; PDVSA también promueve actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana. (Ver cuadros 46-52)*

**P**DVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos activos, potencial de producción y nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de petróleo y gas, taladros activos y aplicación de tecnologías.

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

Como empresa nacional de petróleo y gas del Estado venezolano, el enfoque de PDVSA al gestionar el capital es salvaguardar la capacidad para continuar como un negocio en marcha, de forma que pueda continuar siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional y la palanca para la transformación integral del país.

Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de petróleo liviano y mediano, incrementar el factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de petróleo extrapesado y mejorar la tecnología existente para 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 la República 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 con el negocio del

gas, PDVSA continúa promoviendo la participación del sector privado en proyectos de gas no asociado, mejorando el 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 se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de petróleo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de la República Bolivariana de Venezuela y modificar las especificaciones de calidad de los productos.

Los cambios necesarios para suplir la nueva generación de productos incluyen la planificación y ejecución de proyectos de capital, para proyectos de refinación y de producción de petróleo 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.

### Factores de riesgo

Las actividades de PDVSA, las condiciones financieras y los resultados de operación están principalmente en función de los volúmenes de exportación y de los precios de petróleo y sus productos. Estos precios son cíclicos y tienden a ser inestables, por lo que el riesgo primario del negocio es la volatilidad de los precios.





PDVSA monitorea constantemente las condiciones de mercado para asegurar la colocación de su producción de petróleo y sus productos de la manera más óptima posible. Adicionalmente, la República Bolivariana de Venezuela es miembro de la OPEP, a través de la cual se suscriben acuerdos en la búsqueda de precios estables para el petróleo y sus productos. La Corporación no puede predecir el futuro del mercado del petróleo y productos refinados, sin embargo está preparada para ajustarse a la mayoría de las contingencias, a los fines de minimizar el posible impacto negativo de su comportamiento, por lo tanto PDVSA mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que la distribución de activos sea flexible, con fuentes múltiples de suministro y un portafolio de clientes diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.

De igual forma PDVSA está expuesta al riesgo cambiario por las ventas, compras, activos y pasivos denominados en monedas distintas (moneda extranjera) a las respectivas monedas funcionales de las entidades que la integran, es decir la moneda que corresponde al principal ambiente económico en el que opera cada entidad. La moneda funcional de PDVSA es el dólar (USD), debido a que sus operaciones principales para el petróleo y sus productos se desarrollan en el mercado internacional. En este sentido, una porción significativa de los ingresos y la deuda financiera, así como también de los costos, gastos e inversiones, están denominados en dólares. Las transacciones en moneda

extranjera están denominadas principalmente en bolívares de manera que PDVSA gestiona la posición neta de activos y pasivos monetarios en esta moneda, a fin de reducir los posibles impactos que puedan originarse para la compañía debido a modificaciones en el tipo de cambio de esta moneda con relación a la moneda funcional.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, los documentos y cuentas por cobrar están distribuidos en una amplia y confiable cartera de clientes a nivel mundial cuya condición financiera se evalúa periódicamente. Producto de esta evaluación se reconoce en los estados financieros consolidados una estimación para cuentas de cobro dudoso. Asimismo, los equivalentes de efectivo están representados por instrumentos de alta calidad que son colocados en diversas instituciones estimadas como de bajo riesgo. El enfoque de PDVSA es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, incluyendo el pago de obligaciones financieras, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar su reputación financiera, lo cual excluye el posible impacto de circunstancias extremas que no pueden predecirse razonablemente. Además mantiene facilidades de crédito que también están disponibles para cubrir necesidades de fondos.

Otro riesgo principal es el operacional, que proviene de fallas mecánicas y/o errores humanos relacionados con la operación de plantas y equipos. PDVSA mitiga el riesgo operacional a



través del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®), el seguimiento de las mejores prácticas y procedimientos operacionales, en la búsqueda de obtener la excelencia, y la contratación de seguros para posibles daños en propiedades.

El ambiente político constituye otro riesgo al considerar que estrategias geopolíticas pudieran cambiar la ecuación oferta-demanda afectando los precios del petróleo y/o productos refinados e incrementando los mercados a corto plazo, mientras que a largo plazo, los cambios en las leyes y reglamentos podrían aumentar los costos del negocio. Ante esta situación, PDVSA monitorea las tendencias que pudieran afectar el ambiente en el cual opera. El riesgo político debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, la empresa es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar ante circunstancias adversas. El riesgo político y comercial se mitiga también diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo en su capacidad de refinación en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando y desarrollando negocios en Asia, Europa, el Caribe, Centro y Suramérica.

En la República Bolivariana de Venezuela, PDVSA considera el riesgo de operar en una economía caracterizada por años de desigual distribución de la riqueza entre la población, razón por la cual apoya los proyectos sociales llevados a cabo

por el Gobierno Nacional. PDVSA continúa haciendo énfasis en la importancia de operaciones eficientes y en el compromiso de seguridad. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y los resultados pueden diferir sustancialmente de los estimados de la gerencia, ya que se opera en una industria sujeta a precios y ganancias volátiles. De esta forma, en los procesos de planificación estratégica y presupuestaria, PDVSA estima el efecto de los riesgos del negocio con el objetivo de tener una visión integral de su impacto.

Las políticas de administración de riesgos se establecen con el propósito de identificar y analizar los riesgos enfrentados por PDVSA, para así fijar los límites y los controles adecuados mediante el monitoreo de su evolución y cumplimiento. Estas políticas y los sistemas de administración de riesgos se revisan regularmente con la finalidad de que reflejen los cambios en las condiciones del entorno y en las operaciones de PDVSA.

Una tendencia para el futuro del negocio de PDVSA es la producción de *fuel oil* con bajo contenido de azufre, así como también el asfalto y los lubricantes de alta calidad. Los requerimientos de capital asociados a las facilidades de equipamiento para estos productos pudiesen llevar a consolidar la capacidad de refinación. PDVSA continuará monitoreando estas tendencias y aprovechará las ventajas económicas de su entorno en la medida en que éstas ocurran.

***Resumen consolidado  
de información  
financiera***



**CUADRO 46** Estados consolidados de resultados integrales.

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
<i>Operaciones continuas</i>					
<i>Ingresos:</i>					
Ventas de petróleo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	122.267	92.744	70.636	122.488	93.820
En Venezuela	1.675	1.400	2.646	2.804	2.357
Ingresos por servicios y otros	812	785	537	207	65
	<b>124.754</b>	<b>94.929</b>	<b>73.819</b>	<b>125.499</b>	<b>96.242</b>
<i>Costos y gastos:</i>					
Compras de petróleo y sus productos, netas	39.783	34.017	25.932	44.600	28.137
Gastos de operación	14.555	11.892	15.235	16.206	14.958
Gastos de exploración	163	147	247	375	154
Depreciación y amortización	6.871	6.037	5.751	5.210	4.018
Gastos de venta, administración y generales	3.819	3.729	4.985	4.982	2.702
Regalías, Impuesto de Extracción y otros impuestos	17.671	13.904	12.884	23.371	21.981
Ingresos financieros	(749)	(419)	(5.873)	(1.580)	(566)
Gastos financieros	3.633	8.810	835	1.780	1.067
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	278	184	139	(153)	(733)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	(998)	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	(641)
Otros egresos, neto	3.501	2.039	1.192	2.547	(127)
	<b>89.525</b>	<b>80.340</b>	<b>61.327</b>	<b>96.340</b>	<b>70.950</b>
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e Impuesto Sobre la Renta	35.229	14.589	12.492	29.159	25.292
Aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela	4.010	-	-	-	-
Aportes para el desarrollo social	11.594	5.326	2.937	2.326	7.341
Aportes y contribuciones al Fonden	14.475	1.692	577	12.407	6.761
	<b>30.079</b>	<b>7.018</b>	<b>3.514</b>	<b>14.733</b>	<b>14.102</b>
<b>Ganancia antes de Impuesto Sobre la Renta</b>	<b>5.150</b>	<b>7.571</b>	<b>8.978</b>	<b>14.426</b>	<b>11.190</b>
<i>Impuesto Sobre la Renta:</i>					
Gasto de impuesto corriente	5.171	6.911	5.804	7.362	6.604
Beneficio de impuesto diferido	(3.164)	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(1.587)
	<b>2.007</b>	<b>3.849</b>	<b>3.310</b>	<b>4.280</b>	<b>5.017</b>
<b>Ganancia neta de operaciones continuas</b>	<b>3.143</b>	<b>3.722</b>	<b>5.668</b>	<b>10.146</b>	<b>6.173</b>
<i>Operaciones descontinuadas:</i>					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	1.353	(558)	(1.274)	(655)	100
<b>Ganancia neta</b>	<b>4.496</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>	<b>9.491</b>	<b>6.273</b>
<i>Otros resultados integrales:</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	87	38	104	(78)	-
<b>Total ganancia integral</b>	<b>4.583</b>	<b>3.202</b>	<b>4.498</b>	<b>9.413</b>	<b>6.273</b>
<i>Ganancia neta atribuible a:</i>					
Accionista de la Compañía	2.640	2.309	2.920	7.529	5.371
Participaciones no controladoras	1.856	855	1.474	1.962	902
<b>Ganancia neta</b>	<b>4.496</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>	<b>9.491</b>	<b>6.273</b>

**CUADRO 47** Estados consolidados de situación financiera.

Expresados en millones de dólares estadounidenses	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
<i>Activo</i>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	98.221	87.632	83.457	73.010	52.436
Efectivo restringido	314	604	1.649	1.773	1.743
Otros activos no corrientes	26.938	14.281	15.782	13.267	13.828
<b>Total activo no corriente</b>	<b>125.473</b>	<b>102.517</b>	<b>100.888</b>	<b>88.050</b>	<b>68.007</b>
Inventarios	10.116	8.938	8.502	8.678	8.470
Documentos y cuentas por cobrar	31.576	20.028	14.330	10.810	11.225
Efectivo restringido	1.714	1.678	415	347	1.555
Efectivo y equivalentes de efectivo	8.610	6.017	6.981	4.483	3.325
Otros activos corrientes	4.665	12.587	18.485	19.464	14.312
<b>Total activo corriente</b>	<b>56.681</b>	<b>49.248</b>	<b>48.713</b>	<b>43.782</b>	<b>38.887</b>
<b>Total activo</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>	<b>106.894</b>
<i>Patrimonio</i>					
<b>Patrimonio<sup>1</sup></b>	<b>73.883</b>	<b>75.314</b>	<b>74.389</b>	<b>71.513</b>	<b>56.062</b>
<i>Pasivo</i>					
Deuda financiera	32.496	21.346	18.941	13.780	13.634
Otros pasivos no corrientes	30.702	11.903	14.231	12.153	6.722
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>63.198</b>	<b>33.249</b>	<b>33.172</b>	<b>25.933</b>	<b>20.356</b>
Deuda financiera	2.396	3.604	2.956	1.698	2.977
Impuesto Sobre la Renta por pagar	4.452	5.878	2.545	2.047	3.048
Otros pasivos corrientes	38.225	33.720	36.539	30.641	24.451
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>45.073</b>	<b>43.202</b>	<b>42.040</b>	<b>34.386</b>	<b>30.476</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>108.271</b>	<b>76.451</b>	<b>75.212</b>	<b>60.319</b>	<b>50.832</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>	<b>106.894</b>
<i>Relación Deuda/Patrimonio</i>					
Total deuda	34.892	24.950	21.897	15.478	16.611
Deuda/Patrimonio <sup>2</sup>	47%	33%	29%	22%	30%

<sup>1</sup> Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.

<sup>2</sup> Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**CUADRO 48 Estados consolidados de movimiento del efectivo.**

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2011	2010	2009	2008	2007
<i>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales</i>					
<b>Ganancia neta:</b>	<b>4.496</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>	<b>9.491</b>	<b>6.273</b>
<i>Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales:</i>					
Depreciación y amortización	6.871	6.037	5.751	5.210	4.018
Obras en progreso canceladas	703	864	127	5	-
Costo de obligaciones por retiro de activos	144	121	116	69	53
Deterioro del valor de los activos	503	271	96	369	10
Pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	297	1.438	-	-	-
Pérdida en pago de obligaciones	-	1.628	-	-	-
Beneficio de impuesto diferido	(3.164)	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(1.587)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-empleo	2.331	1.999	2.756	3.806	2.899
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	-	-	(3.807)	-	-
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	278	184	139	(153)	(733)
(Ganancia) pérdida de operaciones descontinuadas, netas de impuesto	(1.353)	558	1.274	655	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	(641)
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	(998)	-
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	(26)	(50)	(8)	(8)	(666)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	587	141	467	516	446
Ajuste del valor neto de realización de los inventarios	553	116	81	1.540	14
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	145	(205)	258	244	43
Aumento en las provisiones	767	438	437	1.783	2.926
<i>Cambios en activos operacionales</i>					
Documentos y cuentas por cobrar	(17.978)	(7.769)	(2.731)	(2.096)	(1.703)
Inventarios	(2.815)	(1.465)	(157)	(1.172)	(1.650)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(3.902)	450	(1.670)	(1.170)	(5.690)
Créditos fiscales por recuperar	(2.053)	(1.109)	(1.271)	(1.450)	(1.340)
<i>Cambios en pasivos operacionales</i>					
Cuentas por pagar a proveedores	2.239	6.486	(540)	4.345	(3.248)
Impuesto Sobre la Renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	44.259	16.004	29.147	34.515	35.207
Provisiones	(409)	577	(190)	(95)	(1.237)
Pagos de beneficios a los empleados y empleadas, y otros beneficios post-empleo	(839)	(853)	(1.030)	(1.051)	(2.006)
Pagos de intereses, neto del monto registrado como activos	(1.210)	(613)	(541)	(758)	(455)
Pagos de Impuesto Sobre la Renta, regalías y otros impuestos	(18.032)	(12.707)	(22.709)	(33.809)	(27.124)
<b>Efectivo neto provisto por las actividades operacionales</b>	<b>12.392</b>	<b>12.643</b>	<b>7.895</b>	<b>16.706</b>	<b>3.809</b>
<i>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión:</i>					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(17.908)	(12.858)	(15.333)	(18.413)	(12.852)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(15)	(454)	(14)	(315)	-
Disminución (aumento) del efectivo restringido	254	(255)	56	1.178	(929)
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	3.716	-	-	1.599	-
Venta de inversión en afiliadas	-	-	-	31	756
Aportes adicionales a afiliadas	(34)	(128)	(138)	-	-
Dividendos recibidos de afiliadas	15	16	59	369	635
Adquisición de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	-	(1.087)
Otras variaciones en activos	(244)	22	57	(297)	290
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>	<b>(13.728)</b>	<b>(13.657)</b>	<b>(15.313)</b>	<b>(15.848)</b>	<b>(13.187)</b>
<i>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:</i>					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	9.521	6.681	11.754	3.938	15.527
Pagos de la deuda financiera	(3.308)	(3.314)	(1.393)	(5.710)	(2.069)
Fondos recibidos del Accionista	-	-	2.000	5.000	-
Dividendos pagados al Accionista	(1.000)	(1.000)	(2.000)	(2.000)	(2.658)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	73	-	503	25	-
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(434)	(318)	(421)	(344)	-
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	(923)	(485)	(527)	(609)	(379)
<b>Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento</b>	<b>3.929</b>	<b>1.564</b>	<b>9.916</b>	<b>300</b>	<b>10.421</b>
Efecto por variación de la tasa de cambio en el efectivo y equivalentes de efectivo	-	(1.514)	-	-	-
Efecto por variación de la tasa de cambio en la moneda de presentación	-	-	-	-	-
<b>Aumento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>2.593</b>	<b>(964)</b>	<b>2.498</b>	<b>1.158</b>	<b>1.043</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	6.017	6.981	4.483	3.325	2.282
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>8.610</b>	<b>6.017</b>	<b>6.981</b>	<b>4.483</b>	<b>3.325</b>

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.




**CUADRO 49** Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores en el año 2011.

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre de 2011			2010	
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones <sup>1</sup>	Total consolidado mundial	
<i>Operaciones continuas</i>					
<i>Ingresos:</i>					
Ventas de petróleo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas:	95.827	57.266	(30.826)	122.267	92.744
En Venezuela	1.675	–	–	1.675	1.400
Ingresos por servicios y otros	267	808	(263)	812	785
	<b>97.769</b>	<b>58.074</b>	<b>(31.089)</b>	<b>124.754</b>	<b>94.929</b>
<i>Costos y gastos:</i>					
Compras de petróleo y sus productos, netas	17.954	52.292	(30.463)	39.783	34.017
Gastos de operación	11.744	2.963	(152)	14.555	11.892
Gastos de exploración	163	–	–	163	147
Depreciación y amortización	6.265	606	–	6.871	6.037
Gastos de venta, administración y generales	3.267	557	(5)	3.819	3.729
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	17.671	–	–	17.671	13.904
Ingresos financieros	(749)	–	–	(749)	(419)
Gastos financieros	3.246	387	–	3.633	8.810
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladoras de forma conjunta	(58)	336	–	278	184
Otros egresos, neto	3.338	269	(106)	3.501	2.039
	<b>62.841</b>	<b>57.410</b>	<b>(30.726)</b>	<b>89.525</b>	<b>80.340</b>
<i>Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e Impuesto Sobre la Renta</i>	34.928	664	(363)	35.229	14.589
Aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela	4.010	–	–	4.010	–
Aportes para el desarrollo social	11.456	138	–	11.594	5.326
Aportes y contribuciones al FONDEN	14.475	–	–	14.475	1.692
	<b>29.941</b>	<b>138</b>	<b>–</b>	<b>30.079</b>	<b>7.018</b>
<i>Ganancia (pérdida) antes de Impuesto Sobre la Renta</i>	4.987	526	(363)	5.150	7.571
<i>Impuesto Sobre la Renta</i>					
Gasto de impuesto corriente:	4.802	369	–	5.171	6.911
Beneficio de impuesto diferido	(3.309)	216	(71)	(3.164)	(3.062)
	<b>1.493</b>	<b>585</b>	<b>(71)</b>	<b>2.007</b>	<b>3.849</b>
<i>Ganancia neta de operaciones continuas</i>	3.494	(59)	(292)	3.143	3.722
<i>Operaciones descontinuadas</i>					
Ganancia (pérdida) de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	–	1.353	–	1.353	(558)
<b>Ganancia (pérdida) neta</b>	<b>3.494</b>	<b>1.294</b>	<b>(292)</b>	<b>4.496</b>	<b>3.164</b>
<i>Otros resultados integrales</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras:	–	87	–	87	38
<b>Total ganancia (pérdida) integral</b>	<b>3.494</b>	<b>1.381</b>	<b>(292)</b>	<b>4.583</b>	<b>3.202</b>

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminados. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



**CUADRO 50** Estado de resultados integrales consolidados por sectores en el año 2010.

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre de 2010			2009	
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones <sup>1</sup>	Total consolidado mundial	
<i>Operaciones continuas</i>					
<i>Ingresos</i>					
Ventas de petróleo y sus productos					
Exportaciones y en el exterior, netas	65.721	50.863	(23.840)	92.744	70.636
En Venezuela	1.400	–	–	1.400	2.646
Ingresos por servicios y otros	136	649	–	785	537
	<b>67.257</b>	<b>51.512</b>	<b>(23.840)</b>	<b>94.929</b>	<b>73.819</b>
<i>Costos y gastos</i>					
Compras de petróleo y sus productos, netas	10.508	47.183	(23.674)	34.017	25.932
Gastos de operación	8.654	3.189	49	11.892	15.235
Gastos de exploración	147	–	–	147	247
Depreciación y amortización	5.520	517	–	6.037	5.751
Gastos de venta, administración y generales	3.100	629	–	3.729	4.985
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.904	–	–	13.904	12.884
Ingresos financieros	(419)	–	–	(419)	(5.873)
Gastos financieros	8.602	208	–	8.810	835
Participación en resultados de afiliadas y entidades controladoras de forma conjunta	11	173	–	184	139
Otros egresos, neto	1.098	336	605	2.039	1.192
	<b>51.125</b>	<b>52.235</b>	<b>(23.020)</b>	<b>80.340</b>	<b>61.327</b>
Ganancia antes de aportes y contribuciones para el desarrollo social e impuesto Sobre la Renta	16.132	(723)	(820)	14.589	12.492
Aportes para el desarrollo social	5.226	100	–	5.326	2.937
Aportes y contribuciones al Fonden	1.692	–	–	1.692	577
	<b>6.918</b>	<b>100</b>	<b>–</b>	<b>7.018</b>	<b>3.514</b>
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto Sobre la Renta	9.214	(823)	(820)	7.571	8.978
Impuesto Sobre la Renta					
Gasto de impuesto corriente	6.985	(74)	–	6.911	5.804
Beneficio de impuesto diferido	(3.260)	245	(47)	(3.062)	(2.494)
	<b>3.725</b>	<b>171</b>	<b>(47)</b>	<b>3.849</b>	<b>3.310</b>
Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas	5.489	(994)	(773)	3.722	5.668
<i>Operaciones descontinuadas</i>					
Pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(558)	–	–	(558)	(1.274)
<b>Ganancia (pérdida) neta</b>	<b>4.931</b>	<b>(994)</b>	<b>(773)</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>
<i>Otros resultados integrales</i>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	–	38	–	38	104
<b>Total ganancia (pérdida) integral</b>	<b>4.931</b>	<b>(956)</b>	<b>(773)</b>	<b>3.202</b>	<b>4.498</b>

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminados.

**CUADRO 51** Estados de situación financiera consolidados por sectores en el año 2011.

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre 2011			2010	
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones <sup>1</sup>	Total consolidado Mundial	
<i>Activo</i>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	91.448	6.773	–	98.221	87.632
Efectivo restringido	260	54	–	314	604
Otros activos no corrientes	26.910	4.415	(4.387)	26.938	14.281
<b>Total activo no corriente</b>	<b>118.618</b>	<b>11.242</b>	<b>(4.387)</b>	<b>125.473</b>	<b>102.517</b>
Inventarios	6.570	4.369	(823)	10.116	8.938
Documentos y cuentas por cobrar	29.345	2.231	–	31.576	20.028
Efectivo restringido	1.714	–	–	1.714	1.678
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.191	1.419	–	8.610	6.017
Otros activos corrientes	10.555	7.654	(13.544)	4.665	12.587
<b>Total activo corriente</b>	<b>55.375</b>	<b>15.673</b>	<b>(14.367)</b>	<b>56.681</b>	<b>49.248</b>
<b>Total activo</b>	<b>173.993</b>	<b>26.915</b>	<b>(18.754)</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>
<i>Patrimonio</i>					
Patrimonio	67.029	6.963	(109)	73.883	75.314
<i>Pasivo</i>					
Deuda financiera	30.833	1.663	–	32.496	21.346
Otros pasivos no corrientes	30.301	5.413	(5.012)	30.702	11.903
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>61.134</b>	<b>7.076</b>	<b>(5.012)</b>	<b>63.198</b>	<b>33.249</b>
Deuda financiera	2.356	40	–	2.396	3.604
Impuesto Sobre la Renta por pagar	4.302	150	–	4.452	5.878
Otros pasivos corrientes	39.172	12.686	(13.633)	38.225	33.720
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>45.830</b>	<b>12.876</b>	<b>(13.633)</b>	<b>45.073</b>	<b>43.202</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>106.964</b>	<b>19.952</b>	<b>(18.645)</b>	<b>108.271</b>	<b>76.451</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>173.993</b>	<b>26.915</b>	<b>(18.754)</b>	<b>182.154</b>	<b>151.765</b>

<sup>1</sup> De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

**CUADRO 52** Estados de situación financiera consolidados por sectores en el año 2010.

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre 2010			2009	
	Sector nacional	Sector internacional	Eliminaciones <sup>1</sup>	Total consolidado mundial	
<i>Activo</i>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	80.620	7.012	–	87.632	83.457
Efectivo restringido	587	17	–	604	1.649
Otros activos no corrientes	17.529	2.429	(5.677)	14.281	15.782
<b>Total activo no corriente</b>	<b>98.736</b>	<b>9.458</b>	<b>(5.677)</b>	<b>102.517</b>	<b>100.888</b>
Inventarios	6.068	3.405	(535)	8.938	8.502
Documentos y cuentas por cobrar	18.085	1.943	–	20.028	14.330
Efectivo restringido	1.655	23	–	1.678	415
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.197	1.820	–	6.017	6.981
Otros activos corrientes	14.590	8.134	(10.137)	12.587	18.485
<b>Total activo corriente</b>	<b>44.595</b>	<b>15.325</b>	<b>(10.672)</b>	<b>49.248</b>	<b>48.713</b>
<b>Total activo</b>	<b>143.331</b>	<b>24.783</b>	<b>(16.349)</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>
<i>Patrimonio</i>					
Patrimonio	67.103	5.932	2.279	75.314	74.389
<i>Pasivo</i>					
Deuda financiera	19.437	1.909	–	21.346	18.941
Otros pasivos no corrientes	13.395	5.502	(6.994)	11.903	14.231
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>32.832</b>	<b>7.411</b>	<b>(6.994)</b>	<b>33.249</b>	<b>33.172</b>
Deuda financiera	3.555	49	–	3.604	2.956
Impuesto Sobre la Renta por pagar	5.817	61	–	5.878	2.545
Otros pasivos corrientes	34.024	11.330	(11.634)	33.720	36.539
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>43.396</b>	<b>11.440</b>	<b>(11.634)</b>	<b>43.202</b>	<b>42.040</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>76.228</b>	<b>18.851</b>	<b>(18.628)</b>	<b>76.451</b>	<b>75.212</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>143.331</b>	<b>24.783</b>	<b>(16.349)</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>

<sup>1</sup>De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminados.



## 2.991 MBD: producción de petróleo 138 MBD: producción de gas natural

### Producción

#### Producción de petróleo

La producción total promedio para el año 2011 fue de 2.991 MBD a nivel nacional, un aumento de 16 MBD con respecto a la producción del promedio de 2.975 MBD mantenida en 2010.

#### Producción de LGN

La producción promedio de 2011 con respecto a los líquidos del gas natural (LGN) fue de 138 MBD, 9 MBD por debajo de 2010, que fue de 147 MBD.

#### Exportaciones

Durante el año 2011, las exportaciones de petróleos y productos alcanzaron 2.469 MBD, lo que representa un incremento de 54 MBD con respecto a 2010, en el que se exportaron 2.415 MBD como consecuencia del aumento en la producción.

#### Precios

En 2011 el precio promedio de exportación de la cesta venezolana experimentó un aumento de 27,93 US\$/Bl, al pasar de 72,18 US\$/Bl en 2010 a 100,11 US\$/Bl en 2011.

#### Ingresos operacionales

En 2011 los ingresos operacionales fueron 124.754 millones de dólares, reflejando un aumento de 29.825 millones de dólares, (31%) en relación con los ingresos de 2010, que fueron de 94.929 millones de dólares, originado fundamentalmente por la recuperación del precio de venta promedio del petróleo y sus productos en el mercado internacional, incluyendo el precio promedio de exportación de la cesta venezolana, que se incrementó en 39%.

#### Ventas mercado local

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela se incrementaron en 275 millones de dólares (20%), pasando de 1.400 millones de dólares en diciembre de 2010 a 1.675 millones de dólares en diciembre de 2011, originado por el incremento del consumo del precio de productos no regulados en el sector nacional y su correspondiente reflejo en las ventas.

#### Ingresos por servicios y otros

Las ventas de productos alimenticios, servicios y otros se incrementaron en 27 millones de dólares (3%), pasando de 785 millones de dólares en diciembre de 2010 a 812 millones de dólares en diciembre de 2011. La variación positiva experimentada es originada por las ventas de Albalinisa, filial de PDV Caribe, encargada de manejar el programa de compensación comercial a través del cual se cancela parte de la factura petrolera de Nicaragua con envío de productos alimenticios a distintos entes venezolanos. Este incremento en las ventas de Albalinisa se origina por una mayor demanda de los entes venezolanos de distribución de alimentos, junto con una recuperación en la actividad agropecuaria en Nicaragua.







## Costos y gastos

### Compras de petróleo y productos, netas de variación de inventarios

Las compras de petróleo y sus productos presentaron un aumento de 17% (5.766 millones de dólares), pasando de 34.017 millones de dólares en 2010 a 39.783 millones de dólares en 2011. Esta variación se origina principalmente en CITGO, filial de PDV Holding, por incremento en los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional.

### Gastos de operación

Los gastos de operación para 2011 cerraron con un saldo de 14.555 millones de dólares, mientras que para 2010 fue de 11.892 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 2.663 millones de dólares (22%). En cuanto a los costos del sector nacional, los mismos aumentaron en 2.967 millones de dólares (34%), pasando de 8.777 millones de dólares en 2010 a 11.744 millones de dólares en 2011. Esta variación se debe al aumento en los costos del consumo de materiales e insumos para la producción.

### Gastos de exploración

Por el período terminado el 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, los gastos de exploración, conformados en su mayor parte por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 163 millones de dólares y 147 millones de dólares, respectivamente, experimentando un aumento de 16 millones de dólares (11%) con respecto al período anterior. Este incremento se debe al aumento de las actividades de exploración durante el año.

### Gastos de depreciación y amortización

El gasto de depreciación y amortización para el año 2011 se ubicó en 6.871 millones de dólares, 834 millones de dólares (14%) por encima al gasto de 2010, que fue de 6.037 millones de dólares, lo que se corresponde con la ejecución del Plan de Inversiones de PDVSA, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera.

### Ingresos financieros

El aumento de los ingresos financieros por 330 millones de dólares (79%), es originado fundamentalmente por la ganancia resultante de las operaciones de canje y recompra de bonos realizadas durante el año.

### Gastos financieros

Los gastos financieros presentaron una disminución de 59% (5.177 millones de dólares), pasando de 8.810 millones de dólares en el

año 2010 a 3.633 en 2011. Esta variación se origina porque en 2011 no se produjo la pérdida causada por la variación en el tipo de cambio Bs/US\$ decretada por el Banco Central de Venezuela en 2010, lo cual generó una pérdida cambiaria de 1.438 millones y también por la pérdida obtenida en la venta de divisas al Banco Central de Venezuela (BCV) a un tipo de cambio inferior a 4,30 Bs/US\$, de conformidad con lo establecido en el convenio cambiario N.º 14 (el tipo de cambio promedio de las ventas de divisas al BCV del año 2010 fue de 3,62 Bs/US\$).

### Otros egresos, neto

Para el año 2011, los otros egresos se ubicaron en 3.501 millones de dólares, un aumento de 1.462 millones de dólares (72%) con respecto al período anterior, debido al incremento en el gasto reconocido por el aumento en la provisión para litigios y otros reclamos durante el año por 706 millones de dólares.

### Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta

La participación en compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta para el año 2011, se ubicó en 278 millones de dólares de pérdida, lo que representó un aumento de 94 millones de dólares con respecto a 2010, cuando la participación se ubicó en 184 millones de dólares de ganancia. Esto se debió fundamentalmente a las pérdidas reconocidas por el negocio conjunto Hovensa por 408 millones de dólares, que igual se vieron compensadas con el incremento en la ganancia reconocida por las afiliadas de PDVSA Gas en el sector nacional y de PDVSA América en el sector internacional.

### Aportes y contribuciones para el desarrollo social

Al 31 de diciembre de 2011 el gasto social se ubicó en 30.079 millones de dólares, reflejando un aumento de 23.061 millones de dólares (329%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2010, cuando los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 7.018 millones de dólares. A continuación se mencionan las causas principales:

### Aportes a la Gran Misión Vivienda Venezuela (GMVV)

Creada por el Ejecutivo Nacional en abril de 2011, con el objetivo de enfrentar la crisis de vivienda venezolana, así como reubicar a las familias afectadas por las lluvias. La GMVV tiene el objetivo de cumplir con la construcción de 2 millones de viviendas a escala





## 2.469 MBD en exportaciones 124.754 millones de dólares de ingresos

nacional en siete años, mediante dos fases: la primera abarca los años 2011 y 2012, y contempla la construcción de 153 mil viviendas y 200 mil viviendas, respectivamente; la segunda fase abarca cinco años y contempla la construcción de las restantes viviendas de acuerdo con aumentos progresivos en cada año.

Para la administración de las fuentes de financiamiento relacionadas con estos proyectos, y enmarcado en la Ley de Emergencia de Terrenos y Vivienda, fue creado el Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción (Fondo Simón Bolívar) a través del Decreto Presidencial N.º 7.936 con Valor, Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Creación del Fondo Simón Bolívar para la Reconstrucción, publicado en Gaceta Oficial N.º 39.583 del 29 de diciembre de 2010. Como parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional, durante el año 2011 PDVSA efectuó aportes a este fondo por 4.010 millones de dólares, que se incluyen como aportes a la GMVV en el estado consolidado de resultados integrales.

### Aportes para el desarrollo social

Con base en la responsabilidad social de PDVSA, establecida en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y en su Acta Constitutiva-Estatutos, referidos a su participación en el desarrollo social e integral del país, durante el año 2011 PDVSA realizó aportes para el desarrollo social por 11.594 millones de dólares, lo que representa un incremento de 6.268 millones de dólares (118%) respecto al año 2010, principalmente a través de apoyo a misiones y comunidades, así como programas sociales y planes de inversión social.<sup>1</sup>

### Aportes y contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional, S.A. (Fonden)

De conformidad con las leyes que rigen la creación del Fonden y los aportes a este organismo, durante el año 2011 PDVSA realizó aportes y contribuciones a este fondo por 14.475 millones de dólares, lo que representa un incremento de 12.783 millones de dólares (755%) respecto al año 2010, producto del aumento significativo en los precios en el mercado internacional del petróleo y de la entrada en vigencia en 2011, de la contribución especial por precios extraordinarios y exorbitantes del petróleo.

### Impuesto sobre la renta

La disminución del impuesto sobre la renta en 1.842 millones de dólares (48%), es originada por un efecto neto entre la disminución del gasto de impuesto corriente en 1.740 millones de dólares (25%) y el incremento del beneficio de impuesto diferido de 102 millones de dólares (3%). El gasto de impuesto corriente dismi-

nuyó durante el año 2011, debido principalmente a que no se originaron las ganancias fiscales asociadas a las partidas por cobrar en dólares, producto de la modificación del tipo de cambio realizada durante el año 2010. El incremento del beneficio de impuesto diferido es originado principalmente por el aumento de los pasivos por beneficios a empleados y empleadas, y otros beneficios post-empleo, así como por la diferencia entre las bases contable y fiscal de las propiedades, plantas y equipos, netos.

### Activo

Al 31 de diciembre de 2011, los activos totales alcanzaron un saldo de 182.154 millones de dólares, lo que representa un incremento de 30.389 millones de dólares (20%) con respecto al 31 de diciembre de 2010, cuando alcanzaban los 151.765. Las variaciones se deben, en su mayoría, a lo siguiente:

#### Propiedades, plantas y equipos, neto

Las propiedades, plantas y equipos se incrementaron en 10.589 millones de dólares (12%) debido principalmente a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendido de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como a la ampliación de infraestructura para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el Plan de Negocios de PDVSA, principalmente ejecutados por la filial PDVSA Petróleo en el sector nacional de exploración y producción, así como también el de refinación, desarrollados, fundamentalmente en las divisiones de Producción Oriente, Producción Occidente y Producción Costa Afuera.

#### Documentos y cuentas por cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar aumentaron en 11.548 millones de dólares (58%), en comparación al año 2010, alcanzando un total de 31.576 millones de dólares en el 2011, por causa del aumento en las cuentas por cobrar a empresas y entidades relacionadas en 10.993 millones de dólares (87%), los que incluye fundamentalmente el incremento de las cuentas por cobrar a la República en 10.345 millones dólares (117%), respecto al 2010, por concepto de desembolsos y suministro de petróleo y sus productos por cuenta de la República.

#### Otros activos no corrientes

Los otros activos no corrientes presentaron un aumento de 12.657 millones de dólares (89%) al pasar de 14.281 millones de dólares en 2010 a 26.938 en 2011. A continuación se mencionan las causas principales:

- *Impuesto diferido activo*: esta cuenta se origina según lo establecido en las Normas Internacionales de Información

<sup>1</sup> Para más información ver *Balance de la Gestión Social y Ambiental 2011*







Financiera (NIIF), por el efecto de las diferencias temporales en la conciliación de la ganancia contable y la renta neta fiscal, según la Ley de Impuesto Sobre la Renta. A diciembre de 2011 presenta un aumento de 3.587 millones de dólares (39%), producto del incremento del valor fiscal de propiedades planta y equipos, por efecto de la inflación.

- *Cuentas por cobrar y otros activos:* se incrementaron en 3.737 millones de dólares (108%) producto del aumento de las cuentas por cobrar a clientes por convenios energéticos en 1.619 millones de dólares (99%), tales como: Compañía Administradora del Mercado-Cammesa (Argentina) y Closed Joint Stock Company (Bielorusia). Adicionalmente, el incremento de cuentas por cobrar a entidades relacionadas ascendió a 1.426 millones de dólares (326%), incluyendo cuentas por cobrar a la empresa Hovensa LLC en el plano internacional y a Pequiven en el sector nacional.

### Otros activos corrientes

Los otros activos corrientes presentaron una disminución de 7.922 millones de dólares (63%) al pasar de 12.587 millones de dólares en 2010 a 4.665 millones en año 2011. A continuación se mencionan las causas principales:

- *Gastos pagados por anticipado y otros activos:* dismi-

nuyeron en 2.125 millones de dólares (36%) a causa de las compensaciones de impuesto sobre la renta pagado en exceso con la declaración definitiva de rentas de 2010, presentada en marzo de 2011.

- *Activos mantenidos para la venta:* disminuyeron en 1.703 millones de dólares (100%) producto de la ejecución del acuerdo de venta sobre la participación accionaria de PDVSA en la refinería Ruhr Oel.

### Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2011, el patrimonio presentó un saldo de 73.883 millones de dólares, mostrando una disminución de 1.431 millones de dólares (2%) con respecto al 31 de diciembre de 2010, que presentó un saldo de 75.314 millones de dólares. Esta disminución se produjo como resultado del efecto neto entre el aumento en las utilidades retenidas debido a la ganancia del ejercicio y la disminución producto del decreto y pago de dividendos por 4.730 millones de dólares.

En 2010 se incluye un efecto de 739 millones de dólares por la salida de las entidades del sector agroalimentario Lácteos los Andes y PDVAL a título gratuito, realizado de acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional. En Asamblea Ordinaria de Accionistas celebrada el 2 de agosto de 2010, se decidió



## 1.675 millones de dólares en ventas locales

transferir del Aporte Adicional del Accionista a las ganancias acumuladas la cantidad de 2.000 millones de dólares, correspondiente a parte de los fondos recibidos del Fonden en diciembre de 2009, con el objeto de apoyar el financiamiento de actividades y proyectos realizados por PDVSA de conformidad con su Plan de Negocios.

### Pasivo

Al 31 de diciembre de 2011, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 108.271 millones de dólares, lo que representa un aumento de 31.820 millones de dólares (42%) con respecto al 31 de diciembre de 2010, fecha en que alcanzaban los 76.451 millones de dólares. Las variaciones se originan en el sector nacional debido a los siguientes rubros:

#### Deuda financiera

Refleja un incremento de 9.942 millones de dólares (40%) durante el 2011 en comparación con el 2010, alcanzando un total de 34.892 millones de dólares en 2011, originado principalmente por el incremento de la deuda de PDVSA Casa Matriz en 2.394 millones de dólares a través de la emisión de bonos con vencimiento en 2021 y cupón anual de 9% en noviembre 2011; así como también, la emisión de bonos por 3.000 millones de dólares con vencimiento en 2022 y cupón anual de 12,75%, y la reapertura de los bonos emitidos en octubre 2010, con vencimiento en 2015, 2016 y 2017, con un cupón anual de 8,50%, por 3.150 millones de dólares, ambas transacciones realizadas en febrero 2011. De igual forma, en el periodo se pagaron préstamos garantizados y facilidades de crédito.

Por otra parte, durante 2011 se firmaron con el Banco de Venezuela, S.A. y el Banco Universal préstamos denominados en bolívares por un total 4.000 millones de bolívares equivalentes a 930 millones de dólares, con vencimiento en 2018 y una tasa de interés inicial de 9,5% anual, de los cuales 2.000 millones de bolívares fueron transferidos a Pequiven y 2.000 millones de bolívares fueron para los proyectos de PDVSA Agrícola.

#### Otros pasivos corrientes y no corrientes

Los otros pasivos corrientes y no corrientes presentaron un aumento de 23.304 millones de dólares (51%) al pasar de 45.623 millones de dólares en el año 2010 a 68.927 millones en 2011.

A continuación se mencionan las causas principales:

- **Acumulaciones y otros pasivos:** las acumulaciones y otros pasivos, aumentaron en 18.792 millones de dólares (81%), al pasar de 23.271 millones de dólares en diciembre de 2010, a 42.063 millones de dólares en diciembre de 2011. Este aumento en el período se debe principalmente al monto acumulado por pagar a partes relacionadas, el cual se

incrementó en 12.710 millones de dólares (123%), respecto al año 2010, alcanzando un total de 22.998 millones de dólares para diciembre de 2011, esto se debe fundamentalmente a las emisiones de pagarés a favor de la ONT, los cuales se incrementaron en 9.193 millones de dólares (138%), así como también, durante el año 2011 se incurrió en cuenta por pagar al Fondo Simón Bolívar por 4.639 millones de dólares.

### Flujo de caja

#### Liquidez y fuentes de capital

La fuente primaria de liquidez son los flujos de caja de las operaciones. Adicionalmente, los préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares representan una fuente de capital para los proyectos de inversión. 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 préstamo para cubrir sus necesidades de liquidez y los fondos necesarios para los desembolsos de capital.

#### Flujo de caja provisto por las actividades operacionales

Durante el periodo terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 12.392 millones de dólares, debido fundamentalmente a una ganancia neta de 4.496 millones de dólares y a los ajustes para conciliar esta ganancia neta por partidas que no implicaron movimiento de efectivo por un importe neto de 8.467 millones de dólares.

#### Flujo de caja usado para las actividades de inversión

Durante el periodo terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 13.728 millones de dólares, destinados en su mayoría a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos.

#### Flujo de caja provisto por las actividades de financiamiento

Durante el periodo terminado el 31 de diciembre de 2011, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 3.929 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 9.521 millones de dólares y las disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada por 3.308 millones de dólares.

A photograph of a worker in a red uniform and hard hat standing on a concrete structure, possibly a roof or a platform, at sunset. The sky is a mix of blue and orange, with some clouds. The worker is looking down and to the left. The overall scene is industrial and serene.

## Preparación y presentación de estados financieros

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). Las políticas de contabilidad han sido aplicadas consistentemente para los años presentados en estos estados financieros consolidados y aplicadas consistentemente por sus filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta. Se han hecho algunas reclasificaciones a los estados financieros consolidados de los años 2010 y 2009 para conformar su presentación con la clasificación usada en 2011.

## Pronunciamientos contables adoptados recientemente

Durante 2011 entraron en vigencia nuevas normas e interpretaciones cuyas modificaciones no son aplicables actualmente para PDVSA y por tanto no han requerido cambios en sus políticas de contabilidad significativas.

## Nuevos pronunciamientos contables aún no adoptados

Varias normas nuevas, enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2011 y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Ninguna de estas normas se espera tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de PDVSA, excepto la NIC 12 *Impuesto a las ganancias*; NIC 19 *Beneficios a los empleados*; NIIF 9 *Instrumentos financieros*; NIIF 10 *Estados financieros consolidados*; NIIF 11 *Acuerdos conjuntos*; NIIF 12 *Información a revelar sobre participaciones en otras entidades* y NIIF 13 *Medición del valor razonable*, las cuales entrarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1 de enero de 2012. PDVSA no tiene planes para adoptar estas normas y enmiendas de forma anticipada y determinó que no tendrán efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.



*Glosario y  
nomenclatura*





## Glosario

<b>PDVSA</b>	Petróleos de Venezuela, s.A. y sus filiales
<b>PDVSA Petróleo</b>	PDVSA Petróleo, s.A.
<b>CVP</b>	Corporación Venezolana de Petróleo, s.A.
<b>PDVSA Gas</b>	PDVSA Gas, s.A.
<b>PDV Marina</b>	PDV Marina, s.A.
<b>PDVSA Asfalto</b>	PDVSA Asfalto, s.A.
<b>Interven Venezuela</b>	Interven, s.A.
<b>PDVSA América</b>	PDVSA América, s.A.
<b>Bariven</b>	Bariven, s.A.
<b>Intevep</b>	Intevep, s.A.
<b>Commerchamp</b>	Commerchamp, s.A.
<b>PDVSA Agrícola</b>	PDVSA Agrícola, s.A.
<b>PDVSA Industrial</b>	PDVSA Industrial, s.A.
<b>PDVSA Servicios</b>	PDVSA Servicios, s.A.
<b>PDVSA Gas Comunal</b>	PDVSA Gas Comunal, s.A.
<b>PDVSA Ingeniería y Construcción</b>	PDVSA Ingeniería y Construcción, s.A.
<b>PDVSA Naval</b>	PDVSA Naval, s.A.
<b>PDVSA Desarrollos Urbanos</b>	PDVSA Desarrollos Urbanos, s.A.
<b>EDC</b>	C.A. La Electricidad de Caracas
<b>Seneca</b>	Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A.
<b>Eleva</b>	C.A. Electricidad de Valencia
<b>Calife C.A.</b>	Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello

<b>Corpoelec</b>	Corporación Eléctrica Nacional, S.A.
<b>Bitor</b>	Bitúmenes del Orinoco, S.A.
<b>Commercit</b>	Commercit, S.A.
<b>PDVSA VI</b>	PDVSA Virgin Island, Inc.
<b>Sinovensa</b>	Orifuels Sinoven, S.A.
<b>PDVSA Cuba</b>	PDVSA Cuba, S.A.
<b>PDV Cupet</b>	PDV Cupet, S.A.
<b>PDV Andina</b>	PDV Andina, S.A.
<b>PDVSA Bolivia</b>	PDVSA Bolivia, S.A.
<b>PDVSA Colombia</b>	PDVSA Colombia, S.A.
<b>PDVSA Ecuador</b>	PDVSA Ecuador, S.A.
<b>PDV Sur</b>	PDV Sur, S.A.
<b>PDVSA Argentina</b>	PDVSA Argentina, S.A.
<b>PDVSA Uruguay</b>	PDVSA Uruguay, S.A.
<b>PDV Caribe</b>	PDV Caribe, S.A.
<b>Lagoven</b>	Lagoven, S.A.
<b>Maraven</b>	Maraven, S.A.
<b>Corpoven</b>	Corpoven, S.A.
<b>Vengas</b>	Vengas, S.A.
<b>Tropigas</b>	Tropigas, S.A.C.A.
<b>Petropiar</b>	Petropiar, S.A.
<b>Petrocedeño</b>	Petrocedeño, S.A.
<b>Petromonagas</b>	Petromonagas, S.A.
<b>Petrolera Sinovensa</b>	Petrolera Sinovensa, S.A.
<b>Petrolera Bielovenezolana</b>	Petrolera Bielovenezolana, S.A.
<b>Petrolera Indovenezolana</b>	Petrolera Indovenezolana, S.A.
<b>Petrozumano</b>	Petrozumano, S.A.
<b>Petrozuata</b>	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.
<b>Sincor</b>	Sinpetróleos de Oriente, S.A.
<b>Cerro Negro</b>	Petrolera Cerro Negro, S.A.
<b>Hamaca</b>	Petrolera Hamaca, S.A.
<b>Petrolera Paria</b>	Petrolera Paria, S.A.
<b>Petrolera Güiría</b>	Petrolera Güiría, S.A.
<b>Petrosucre</b>	Petrosucre, S.A.
<b>Veneziran Oil Company</b>	Veneziran Oil Company, S.A.
<b>Albanave</b>	Albanave, S.A.
<b>FPO</b>	Faja Petrolífera del Orinoco
<b>POMR</b>	Proyecto Orinoco Magna Reserva
<b>PSO</b>	Proyecto Socialista Orinoco



## Nomenclatura


<b>API</b>	Gravedad API
<b>Bs./Lt</b>	Bolívares por litro
<b>Bls</b>	Barriles
<b>BD</b>	Barriles diarios
<b>BPC</b>	Billones de pies cúbicos
<b>BNPD</b>	Barriles netos por día
<b>Bpce</b>	Barriles equivalentes de petróleo
<b>Bpced</b>	Barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>Bpd</b>	Barriles de petróleo diarios
<b>Bpe</b>	Barriles de petróleo equivalentes
<b>Btu</b>	Unidades térmicas británicas
<b>Btu/pc</b>	Btu por pie cúbico
<b>Bs/US\$</b>	Bolívares por dólar estadounidense
<b>Dólares</b>	Dólares estadounidenses
<b>EE/CC</b>	Estaciones de combustible
<b>EE/SS</b>	Estaciones de servicio
<b>FEED</b>	Front-End Engineering Design (Diseño de la ingeniería conceptual)
<b>GLP</b>	Gas licuado de petróleo
<b>GNL</b>	Gas natural licuado
<b>GOES</b>	Gas original en sitio
<b>ISLR</b>	Impuesto sobre la renta
<b>IVA</b>	Impuesto al valor agregado



<b>LGN</b>	Líquidos del gas natural
<b>LPC</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>L</b>	Litros
<b>Lts/día</b>	Litros días
<b>Lts/Seg</b>	Litros segundos
<b>MB</b>	Miles barriles
<b>MBD</b>	Miles barriles diarios
<b>MMB</b>	Millones de barriles
<b>MMBD</b>	Millones de barriles diarios
<b>MBDPE</b>	Miles de barriles diarios de petróleo equivalente. Para obtener el factor de conversión es de 5,8 PC/Bl
<b>MMBlS</b>	Millones de barriles
<b>MMMBlS</b>	Miles de millones de barriles
<b>MMBsF</b>	Millones de bolívares fuertes
<b>MBPCE</b>	Miles de barriles de petróleo equivalentes
<b>MMBpce</b>	Millones de barriles de petróleo equivalentes
<b>MBpced</b>	Miles de barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>MMBpced</b>	Millones de barriles equivalentes de petróleo diarios
<b>MLLts</b>	Millones de litros
<b>MPC</b>	Miles de pies cúbicos
<b>MMPC</b>	Millones de pies cúbicos
<b>MPCD</b>	Miles de pies cúbicos diarios
<b>MMPCD</b>	Millones de pies cúbicos diarios
<b>MMMPC</b>	Miles de millones de pies cúbicos
<b>MPCN</b>	Miles de pies cúbicos normales
<b>MMPCN</b>	Millones de pies cúbicos normales
<b>MMMPCN</b>	Miles de millones de pies cúbicos normales
<b>MMPCGD</b>	Millones de pies cúbicos de gas diario
<b>MMPC/BlS</b>	Millones de pies cúbicos por barriles
<b>MBtu</b>	Miles de unidades térmicas británicas
<b>MBHP</b>	Mil Break Horse Power
<b>MMBtu</b>	Millones de unidades térmicas británicas
<b>m</b>	Metros
<b>m<sup>2</sup></b>	Metros cuadrados
<b>MTM</b>	Miles de toneladas métricas
<b>MTM/A</b>	Miles de toneladas métricas por año
<b>MMT/A</b>	Millones de toneladas métricas por año
<b>millones de dólares</b>	Millones de dólares
<b>MMKW</b>	Millones de kilo watt
<b>MW</b>	Mega watt



<b>MWh</b>	Mega watt hora
<b>MW/p</b>	Mega watt por paneles
<b>OCTG</b>	Oil Country Tubular Goods
<b>PC</b>	Pies cúbicos
<b>PC/B</b>	Pies cúbicos por barril
<b>PCD</b>	Pies cúbicos diarios
<b>PCN</b>	Pies cúbicos normales
<b>PCGD</b>	Pies cúbicos de gas diario
<b>Pen</b>	Porcentaje de penetración
<b>Ppm</b>	Partes por millón
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio
<b>p/p</b>	Masa de soluto/masa de solución
<b>Und</b>	Unidades
<b>US\$</b>	Dólares estadounidenses
<b>US\$/Bl.</b>	Dólares estadounidenses por barril
<b>US\$/L</b>	Dólares estadounidenses por litro
<b>UT</b>	Unidades tributarias
<b>kg</b>	Kilogramos
<b>km</b>	Kilómetros
<b>km<sup>2</sup></b>	Kilómetros cuadrados
<b>KW</b>	Kilo watt
<b>KWh</b>	Kilo watt hora
<b>in</b>	Pulgadas
<b>ha</b>	Hectáreas
<b>H/H</b>	Horas/Hombre
<b>Hp</b>	Horse power
<b>t</b>	Toneladas
<b>TA</b>	Toneladas año
<b>TCF</b>	Trillones de pies cúbicos
<b>TD</b>	Toneladas diarias
<b>Tm</b>	Toneladas métricas
<b>Tm/A</b>	Toneladas métricas año
<b>Toe</b>	Tonelada equivalente del petróleo
<b>W</b>	Watt
<b>TPM</b>	Toneladas peso muerto
<b>Wh</b>	Watts hora
<b>Ra/Rc</b>	Reacondicionamiento/Recompletación
<b>2D</b>	Bidimensional
<b>3D</b>	Tridimensional

A circular metal flange, likely made of stainless steel, is shown in a close-up view. It features 20 bolts arranged in a circular pattern around its perimeter. The text "GAS SUCCION 80 lbs." is printed in a bold, black, sans-serif font in the center of the flange. The background shows industrial machinery and a red safety railing.

**GAS  
SUCCION  
80  
lbs.**



