

LA NUEVA **PDVSA**

CON VISIÓN NACIONAL,  
POPULAR Y REVOLUCIONARIA

INFORME DE  
GESTION ANUAL **2010**



**INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2010 DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.**

**Coordinación y producción:**

Gerencia Corporativa de Presupuesto, Costos y Control de Gestión  
Dirección Ejecutiva de Finanzas de Petróleos de Venezuela, S.A.

**Diseño gráfico:**

Fides Imagen

**Fotografía:**

Banco de imágenes de MENPET

**Distribución gratuita.**

Se permite la reproducción total o parcial del contenido de esta publicación, siempre que sea citada la fuente.

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

Caracas, Venezuela, julio de 2011

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



# ÍNDICE

Mensaje del Presidente de PDVSA	12
---------------------------------	----

## I. Visión General del Negocio

<b>1. Historia y desarrollo</b>	<b>20</b>
<b>2. Fortalezas que soportan la industria petrolera</b>	<b>21</b>
<b>3. Descripción del negocio</b>	<b>23</b>
a. Actividades	23
b. Desarrollo Social	24
c. Convenios de Cooperación Energética	24
d. Nuevos Negocios	25
<b>4. Estructura organizacional</b>	<b>26</b>
<b>5. Descripción de las principales filiales</b>	<b>27</b>
a. PDVSA Petróleo, S.A.	27
b. Corporación Venezolana del Petróleo, S.A.	27
c. PDVSA Gas, S.A.	27
d. PDV Marina, S.A.	27
e. PDVSA Asfalto, S.A.	27
f. PDVSA América, S.A.	28
g. Bariven, S.A.	28
h. INTEVEP, S.A.	28
i. Refinería Isla, S.A.	28
j. COMMERCHAMP, S.A.	28
k. PDVSA Agrícola, S.A.	28
l. PDVSA Industrial, S.A.	28
m. PDVSA Servicios, S.A.	28
n. PDVSA Gas Comunal, S.A.	29
o. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.	29
p. PDVSA Naval, S.A.	29
q. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.	29
r. Filiales Internacionales	29

<b>6. GOBIERNO CORPORATIVO</b>	<b>30</b>
a. Asamblea de Accionistas	30
b. Junta Directiva	30
c. Comité Ejecutivo	37
d. Comité de Auditoría	37
e. Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas	38
f. Comité de Operaciones de Refinación	38
g. Comité de Planificación y Finanzas	38
h. Comité de Recursos Humanos	38
i. Comité Operativo de Desarrollo Social	39
j. Comité de Volumetría	39
k. Comité Operativo para el Sector no Petrolero	39
l. Comité Operativo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones	39
m. Control Interno	39
n. Comité Operativo de Ambiente	39
o. Comité Operativo de Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional	39
<b>7. Recursos Humanos</b>	<b>41</b>

## **II. Plan estratégico**

<b>1. Plan estratégico</b>	<b>44</b>
<b>2. Resumen del plan de inversiones y principales proyectos</b>	<b>46</b>
a. Crecimiento Distrito Norte-Oriente	48
b. Crecimiento de los Distritos Morichal, San Tomé y Cabrutica	48
c. Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco	48
d. Proyecto Integral de Exploración	50
e. Proyecto Gas Anaco	50
f. Proyecto Gas San Tomé	51
g. Complejo Criogénico de Occidente	51
h. Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento José	51
i. Soto I	51



j. IV Tren San Joaquín	52
k. Pirital I	52
l. Interconexión Centro Oriente-Occidente	52
m. Sistema Nor Oriental de Gas	52
n. Jusepín 120	52
o. Proyecto Mariscal Sucre	53
p. Plataforma Deltana	53
q. Proyecto Autogas	54
r. Proyecto Rafael Urdaneta	54
s. Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz	55
t. Conversión Profunda en la Refinería El Palito	55
u. Construcción de Nuevas Refinerías en la República Bolivariana de Venezuela	55

### III. Principales actividades

<b>1. Exploración y producción</b>	<b>58</b>
a. Reservas	58
b. Exploración	63
c. Producción	65
d. Asociaciones con Terceros	70
e. Proyecto Orinoco Magna Reserva	86
<b>2. Gas</b>	<b>100</b>
a. Producción y Disponibilidad del Gas Natural	102
b. Compresión de Gas	102
c. Producción y Venta de Líquidos de Gas Natural	103
d. Infraestructura de Transporte	103
e. Gas Doméstico	105
<b>3. Refinación</b>	<b>107</b>
a. Capacidad de Refinación	108
b. Refinación Nacional	110
c. Refinación Internacional	114

<b>4. Comercio y Suministro</b>	<b>123</b>
a. Exportaciones de Hidrocarburos	124
b. Mercado Interno	128
<b>5. Transporte, buques y tanqueros</b>	<b>135</b>
a. Suministro y Logística	136
b. PDV Marina	136
c. PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A.	138
d. PDVSA Naval	139
<b>6. Investigación y desarrollo</b>	<b>142</b>
<b>7. Seguridad industrial e higiene ocupacional</b>	<b>146</b>
<b>8. Ambiente</b>	<b>147</b>
<b>9. Desarrollo social</b>	<b>148</b>
<b>10. PDVSA La Estancia</b>	<b>151</b>

#### **IV. Convenios de Cooperación Energética**

a. PETROAMÉRICA	154
b. Acuerdos de Suministro	164

#### **V. Nuevos Negocios**

<b>1. Empresas de Propiedad Social</b>	<b>168</b>
<b>2. Filiales no Petroleras</b>	<b>170</b>
a. PDVSA Agrícola, S.A.	170
b. PDVSA Industrial, S.A.	172
c. PDVSA Servicios, S.A.	179
d. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.	183
e. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.	185
f. PDVSA Asfalto, S.A.	185

---

<b>VI. Compromisos y Contingencias</b>	<b>188</b>
--	------------

---

## **VII. Análisis Operacional y Financiero**

---

<b>1. Resumen Ejecutivo</b>	<b>194</b>
-----------------------------	------------

---

<b>2. Aportes Fiscales Pagados a la Nación</b>	<b>197</b>
--	------------

---

a. Impuesto Sobre la Renta	197
----------------------------	-----

---

b. Regalía	197
------------	-----

---

c. Impuesto de Extracción	197
---------------------------	-----

---

d. Impuesto de Registro de Exportación	197
--	-----

---

e. Impuesto Superficial	198
-------------------------	-----

---

f. Impuesto al Valor Agregado	198
-------------------------------	-----

---

g. Impuesto de Consumo General	198
--------------------------------	-----

---

h. Dividendos	198
---------------	-----

---

<b>3. Resultados Operacionales y Financieros</b>	<b>199</b>
--	------------

---

a. Resumen Consolidado de Información Financiera	200
--	-----

---

b. Producción	207
---------------	-----

---

c. Costos y Gastos	207
--------------------	-----

---

d. Activo	208
-----------	-----

---

e. Patrimonio	208
---------------	-----

---

f. Pasivo	209
-----------	-----

---

g. Flujo de Caja	209
------------------	-----

---

h. Preparación y Presentación de Estados Financieros	210
--	-----

---

i. Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente	210
---	-----

---

j. Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados	210
---	-----

---

k. Factores de Riesgo	210
-----------------------	-----

---

<b>VIII. Glosario de Términos</b>	<b>212</b>
-----------------------------------	------------

---

<b>IX. Nomenclatura</b>	<b>214</b>
-------------------------	------------

---

# MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA

**L**os resultados de la gestión operacional, financiera, ambiental y social de PDVSA correspondientes al año 2010, demuestran el fortalecimiento y crecimiento experimentado por la empresa a pesar de la crisis que sufre en la actualidad el capitalismo global.

Para nadie es un secreto que en nuestro Gobierno Bolivariano tenemos la firme convicción de que la única posibilidad de resolver los agobiantes problemas económicos, sociales y políticos que aquejan a la humanidad, se encuentran en el socialismo.

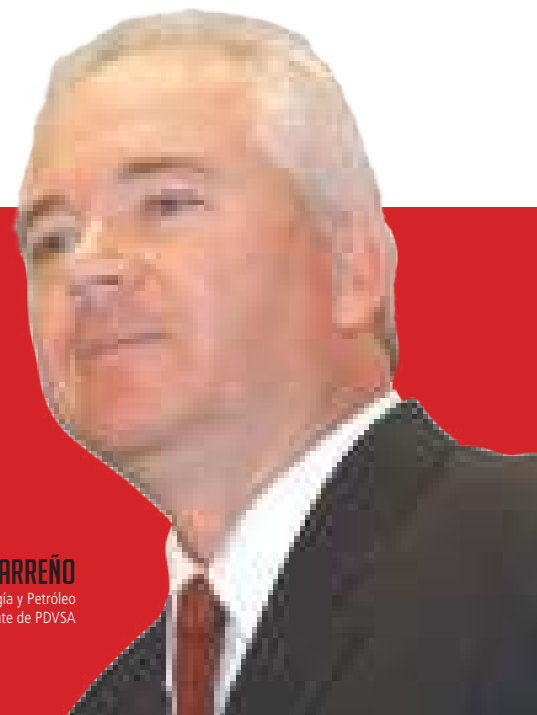
El sistema capitalista ha demostrado su fracaso histórico, ha conducido a millones de seres humanos a la miseria, al hambre, a la violencia, ha provocado guerras mundiales, ha arrasado al medio ambiente, ha agotado los recursos naturales, ha empujado a continentes enteros a un tercer, cuarto o quinto mundo. Explota a millones de obreros, campesinos, mujeres y niños, ha convertido todo en una mercancía, ha impuesto su ética basada en el egoísmo.

El Presidente Chávez, líder indiscutible de nuestro proceso revolucionario, lo ha dicho con claridad y valentía: "nuestra revolución es profundamente anti-imperialista y el socialismo es la única vía de salvación de la Patria Socialista". Es por ello que ha propuesto y asumido un programa de gobierno soberano, liberador, al lado de los intereses del pueblo, de los humildes y los excluidos de siempre.; esta postura nos ha valido la reacción violenta del imperialismo y sus agen-

tes nacionales: promoviendo eventos desestabilizadores como el golpe de Estado, paros patronales, sabotaje petrolero, y la agresión constante y sistemática de los grandes medios de comunicación privados nacionales e internacionales.

En lo que ha sido la reciente historia política y económica de nuestro país, podemos constatar los elementos fundamentales que convierten a la Política Petrolera en una permanente confrontación internacional entre los intereses legítimos de los países productores y exportadores de petróleo, y los intereses y necesidades de las grandes economías industrializadas, los grandes consumidores. Esta confrontación internacional, tiene su expresión nacional y sus consecuencias directas en los países productores, en la medida en que las grandes potencias consumidoras han interferido e interfieren directamente para controlar la explotación y comercialización de este recurso natural, agotable y no renovable, que es el petróleo.

Debemos tener conciencia es que somos un país productor de petróleo y tenemos el deber y derecho inalienable de defender nuestros recursos naturales e intereses nacionales, de manera de que los recursos de hidrocarburos se destinen al mejoramiento del nivel de vida y bienestar social de nuestro pueblo, y con ello darle la mayor suma de felicidad posible como lo enunciaba nuestro Libertador Simón Bolívar.



**RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO**

Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo  
y Presidente de PDVSA

## CERTIFICACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

**D**urante el año 2010, el marco del Proyecto Socialista Orinoco Magna Reserva, PDVSA incorporó 86 mil 411 millones de barriles de nuevas Reservas Probadas de Petróleo, ubicando a Venezuela como el primer país del mundo con las mayores reservas probadas de petróleo, las cuales, al 31 de Diciembre de periodo citado, ascienden a 296 mil 501 millones de barriles de petróleo de Reservas Probadas, estos recursos fueron certificadas por empresas especialistas internacionales e incluidas en los libros de Reservas del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

En cuanto a las reservas probadas de Gas Natural, las mismas ascienden al cierre del año a un total de 195 mil millones de pies cúbicos, tras la incorporación de 16 mil millones 219 pies cúbicos, gracias a la toma de conciencia que nos ha sembrado el Presidente Chávez, en el marco de la revolución Gasífera y nuestra presencia en el mar territorial. Destaca en este logro el importante descubrimiento de 16 trillones de pies cúbicos de gas con la perforación del pozo Costa Afuera Perla 1-X en el Bloque Cardón IV, como parte del proyecto Rafael Urdaneta en el Golfo de Venezuela, enmarcado dentro del proyecto de Revolución Gasífera. Con este resultado, Venezuela se posiciona en el séptimo lugar de los países con Mayores Reservas Probadas de Gas Natural.

## RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS

**D**urante el año 2010, 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 Nacional.

Los resultados operacionales del año 2010 consolidan a PDVSA como la 4ta empresa petrolera más grande del mundo por segundo año consecutivo. Esto refleja la capacidad de PDVSA en materia de reservas, producción, capacidad de refinación y comercialización.

La producción promedio de Petróleo para el año 2010 fue de 2 millones 975 mil barriles diarios, cumpliendo así con la política de defensa de precios vía ajustes de producción acordados en el seno de la OPEP. En materia de Gas Natural, la producción promedio para el año 2010 alcanzó los 6 mil 961 millones de pies cúbicos por día. Para el logro de estos niveles de volumetría alcanzada, durante el 2010 se ejecutaron proyectos de estudios exploratorios, totalizando 23 nacionales y 6 internacionales, los cuales tenían como objetivo investigar un volumen total estimado en 44.945 millones de barriles de crudo y 115,985 miles de millones de pies cúbicos de

# MENSAJE DEL PRESIDENTE DE PDVSA

gas; igualmente se emplearon 233 taladros, 107 en labores de perforación, 66 en actividades de reacondicionamiento y rehabilitación de pozos y 60 en trabajos de mantenimiento y servicios a pozos. Todo este gran esfuerzo permitió la perforación de 709 nuevos pozos y la reparación y reacondicionamiento de 1.943 pozos. Cabe destacar como hito histórico la actividad de perforación costa afuera del proyecto Mariscal Sucre con el esfuerzo de trabajadores venezolanos, en la exitosa completación del pozo Cruz de Mayo (DR-4) y el inicio de la perforación en el Campo Dragón, al norte de la Península de Paria.

Con respecto a los Líquidos del Gas Natural de alto valor comercial y no restringido por cuota OPEP, la producción promedio para el año 2010 se ubicó en 147 mil barriles diarios, de los cuales 140 mil barriles diarios corresponden a la región oriental y 7 mil barriles diarios a la región occidental, con un 94% de cumplimiento respecto al plan establecido. Esta producción de Líquidos del Gas Natural incluye 41 mil barriles diarios de Gas Licuado del Petróleo.

En cuanto al Sistema de Refinación Nacional, incluyendo la Refinería Isla, se procesaron 1 millón 13 mil barriles diarios de petróleo, durante el año 2010. Para el logro de este nivel de refinación, se ejecutaron con personal venezolano grandes obras de mantenimiento mayor (paradas de planta) en las refinerías nacionales, los cuales adicionalmente permitieron garantizar tanto la seguridad como el nivel de confiabilidad internacional requerido en dichos complejos.

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 cooperación energética con los países del Caribe, se colocaron en el Caribe 202 mil barriles diarios de Petróleo y 93 mil barriles diarios de Productos Refinados, equivalentes a 11% y 19% respectivamente, del total de las exportaciones.

Al continente asiático se destinaron 364 mil barriles diarios de Petróleo y 117 mil barriles diarios de Productos Refinados, equivalentes a 19% y 35% respectivamente de nuestras ventas en el exterior.

En Sur América 25 mil barriles diarios de Petróleo y 57 mil barriles diarios de Productos Refinados, en Centro América 15 mil barriles diarios de Petróleo y 7 mil barriles diarios de Productos Refinados, y en África 3 mil barriles diarios de Productos Refinados.

En Norteamérica y Europa se vendieron 1 millón 305 mil barriles diarios de Petróleo y 157 mil barriles diarios de Productos Refinados, equivalente a 68% y 31% respectivamente de las exportaciones.

El total de las exportaciones de Petróleo y Productos de Venezuela para el año 2010 ascendió a 2 millones 415 mil barriles diarios, de los cuales 1 millón 911 mil barriles diarios corresponden a Petróleo, y 504 mil barriles diarios a productos refinados.

Los precios de exportación de la cesta venezolana se mantuvieron en un promedio de 72,18 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 6.923 millones de dólares, resultando una ganancia neta en operaciones de 7.571 millones de dólares. De este monto, una vez deducido el gasto de Impuesto Sobre La Renta 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 3.202 millones de dólares.

Debemos resaltar que en el lapso que nos ocupa PDVSA invirtió un total de 10.691 millones de dólares en las actividades de los sectores petrolero y no petrolero. Cabe señalar que 8.902 millones de dólares fueron destinados para la producción de petróleo y gas, y 2.059 millones de dólares en el sector no petrolero.

Los activos totales de PDVSA al 31 de diciembre de 2010, ascendieron a 151.765 millones de dólares, y su patrimonio se ubicó en 75.314 millones de dólares, los cuales representan una estructura financiera adecuada para soportar los actuales niveles de inversión y financiamiento para apalancar el Plan de Siembra Petrolera, el cual está orientado a incrementar los niveles de producción y refinación.

En materia de resultados financieros, los ingresos brutos mundiales alcanzaron 94.929 millones de dólares. Este nivel de ingreso permitió a PDVSA desarrollar sus operaciones y apoyar el Desarrollo Social del país, resultando finalmente en una ganancia integral consolidada de 3.202 millones de dólares. En lo correspondiente a los aportes pagados a la Nación para el año 2010, estos ascendieron a 34.250 mi-

llones de dólares: 13.701 millones de dólares en aportes fiscales, 19.215 millones de dólares en programas sociales y 1.334 millones de dólares en aportes al FONDEN.

En materia de seguridad energética y para garantizar el desarrollo de la nación, durante el año 2010 se suministraron al Mercado Nacional 674 mil barriles diarios de productos refinados de altísima calidad.

Un aspecto resaltante ha sido el avance de nuestras actividades de la Revolución Gasífera. A través del proyecto Autogas, se completó la adecuación de 33 puntos de expendio de Gas Natural Vehicular existentes y se convirtieron 39.873 vehículos al sistema dual de combustible en 117 Centros de Conversión.

Asimismo, para el desarrollo económico de nuestra Nación, se entregó en materia de Gas Metano al Mercado Nacional un promedio de 1 millón 765 mil pies cúbicos, los cuales se distribuyeron de la siguiente manera: 567 millones de pies cúbicos al Sector Eléctrico; 389 millones de pies cúbicos al Sector Petroquímico; 481 millones de pies cúbicos al Sector Industrial; 209 millones de pies cúbicos al Sector Siderúrgico y del Aluminio; y 119 millones de pies cúbicos al Sector Residencial.

En relación al Gas Licuado del Petróleo, se despacharon en promedio al Mercado Nacional 29 millones 930 mil barriles, para el sector petroquímico y gas doméstico en bombonas. A través de la filial PDVSA Gas Comunal, nos hemos empeñado en asegurar el abastecimiento de gas doméstico a todos los rincones de menores recursos y remotos del país.

Durante el año 2010, se distribuyeron 14.965 barriles diarios a través de 83 plantas de llenado, 278 distribuidores al detal y 15 proveedores de insumos y servicios. Se incorporaron 1.093.035 cilindros en todas sus clasificaciones y se renovaron 40.413 cilindros, además, se construyeron 58 centros de acopios y 391 estantes comunales.

Por otra parte, en aras de consolidar la política de integración regional con países aliados, se avanzó en la construcción de 4 buques Producteros de 47.000 toneladas: 2 en Argentina y 2 en Brasil. Igualmente, continúa la construcción de 8 buques tipo Panamax de 70.000 toneladas de peso muerto, en Brasil; 4 buques tipo Aframax de 113.000 toneladas de peso muerto en Irán y 2 buques Asfalteros de 27.000 toneladas de peso muerto, en Portugal.

En cuanto a la consolidación de lazos con nuestros hermanos del ALBA, PDVSA profundizó sus actividades de perforación en países como Ecuador, dando inicio a la operación de los dos taladros suministrados en el año 2009, alcanzando la perforación de nueve pozos. En Bolivia se suministró un taladro, completando la perforación de un pozo en el campo Víbora. En materia de levantamiento sísmico, se realizaron actividades en Bolivia y Cuba, procesando la información levantada en el campo.

PDVSA, manteniendo sus criterios y valores socialistas para proteger el empleo y la contribución social, absorbió más de 13.936 trabajadores lo cual incrementó la fuerza laboral propia en aproximadamente 8%, para un

total de 99.867 trabajadoras y trabajadores. Por otra parte ha consolidado su participación en actividades no petroleras, a través de las filiales PDVSA Agrícola, PDVSA Industrial, PDVSA Gas Comunal y PDVSA Naval.

En el marco de la estrategia de impulsar el sector agroalimentario nacional, PDVSA Agrícola, continuó desarrollando proyectos tales como la construcción de dos centrales azucareros, y una planta procesadora de Gel concentradora de Sábila; así mismo se tiene una orientación que contempla los cultivos de caña de azúcar, yuca, leguminosas y cereales, plantas industriales, centros azucareros. Así mismo, se cultivo un total de 29.299 hectáreas, las cuales han sido desarrollados en las áreas anexas a los polígonos de desarrollo agrícola ubicados en los estados Trujillo, Barinas, Portuguesa, Monagas, Mérida, Apure y Anzoátegui.

Entre los logros principales de la Plena Soberanía Económica durante el año 2010, destaca el apalancamiento del sector productivo nacional mediante la creación de una plataforma que permitió entre otras la construcción de taladros de perforación con la empresa mixta Industria China Venezolana de Taladros S.A., el ensamblaje del taladro PDV-21, así como la actividad de producción de tuberías por medio de las empresas: ENATUB (TAVSA, HELVESA, SOLTUCA, y TUBHELCA); Aceites y Solventes Venezolanos (VASSA); Diseño y fabricación de Válvulas Manprica, Cafivi y Teive, C.A. orientadas a satisfacer las necesidades operacionales y de nuevos proyectos de PDVSA y sus Filiales.

## PLAN SIEMBRA PETROLERA

La nueva PDVSA está perfectamente alineada con las orientaciones del Estado venezolano y las líneas maestras del actual Proyecto Nacional Simón Bolívar, bajo las cuales se ha venido ejecutando el Plan Siembra Petrolera, que ha establecido los lineamientos estratégicos y directrices de actuación que guían el desarrollo petrolero y gasífero nacional, y permite la participación de PDVSA en el proceso de desarrollo social y económico del país. En este sentido, el plan contempla las siguientes iniciativas:

### FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

El Plan Siembra Petrolera considera el aprovechamiento de los inmensos recursos que ofrece La Faja Petrolífera del Orinoco para ampliar nuestra participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable. En este sentido, se contempla la producción de 2,6 millones de barriles diarios para el año 2021, a través del desarrollo de seis mejoradores de crudo con una capacidad entre 200 y 240 MBD.

**Proyecto Socialista Orinoco:** para la debida articulación de los proyectos petroleros con los no petroleros, en el año 2010 se continuó con el Proyecto Socialista Orinoco, dentro del cual se consolidó la estrategia de Ordenamiento Territorial de la Faja Petrolífera del Orinoco, a través del desarrollo de proyectos orientados a cubrir necesidades básicas relacionadas con las líneas estratégicas de educación, salud

e infraestructura de servicios, por medio de los cuales se han generado más de 20.000 empleos y beneficiado a más de 180.000 personas de la región.

### COSTA AFUERA OCCIDENTAL

Durante el año 2010 se continuó el avance de los proyectos Rafael Urdaneta. Se realizó un importante hallazgo de gas natural con la perforación del Pozo Perla 1X ubicado en el Bloque Cardón IV, al norte del estado Falcón, a través de las empresas licenciatarias REPSOL de España y ENI de Italia. Dicho descubrimiento abarca alrededor de 8 billones de pies cúbicos de Gas Original En Sitio (GOES), lo cual representa un hecho histórico en nuestro país. Otro aspecto importante a destacar, es la profundidad de agua del área donde se encuentra el yacimiento, de aproximadamente 60 metros; así como la cercanía del pozo con diferentes facilidades de infraestructura y distribución, como el Centro de Refinación Paraguana (CRP), en el estado Falcón, lo cual significa que el desarrollo de este campo podrá realizarse en un corto período de tiempo.

### AUMENTOS Y MEJORAS EN REFINACIÓN

En el año 2010 se continuó con la construcción de nuevas refinerías en suelo venezolano (Cabruta, Batalla de Santa Inés y Zulía) y la adecuación de las plantas de Refinería Puerto La Cruz y El Palito, con el objetivo de incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados a

210 MBD y 280 MBD, respectivamente, manteniendo la estimación de incrementar en 600 mil barriles diarios la capacidad de procesamiento a partir del año 2013.

### COMERCIALIZACIÓN DE CRUDOS Y PRODUCTOS

El plan de negocios en el área de comercio y suministro se fundamenta en garantizar la seguridad y confiabilidad energética nacional, fortalecer la integración regional e incrementar la diversificación de mercados, previendo que la colocación de crudos alcance un promedio de 4 millones de barriles diarios para el año 2015.

### INFRAESTRUCTURA

El Plan Siembra Petrolera contempla el desarrollo de la infraestructura necesaria para ampliar nuestra capacidad de recolección, almacenamiento y transporte de los hidrocarburos. Esta estrategia busca crear las condiciones necesarias a través de la construcción y desarrollo de nuevas instalaciones para el almacenamiento, y más capacidad de transporte a través de oleoductos, nuevos poliductos y terminales para lograr una mayor flexibilización en el manejo de la expansión volumétrica prevista en el plan.

En el año 2010, se continuó con el desarrollo de los proyectos Gas Delta Caribe Oriental y Sistema Nor Oriental de Gas; y se comenzó la construcción de la Planta de Procesamiento de Líquidos de Gas Natural SOTO I para la producción de 16 MBD de LGN, así co-



mo la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado nacional 500 millones pie cúbicos del Proyecto Gas San Tomé.

## **APOYO AL DESARROLLO SOCIAL INTEGRAL DEL PAÍS**

**P**DVSA continuó apoyando obras y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividades agrícolas, producción, salud, educación, así como otras inversiones productivas. El aporte total destinado a estos sectores fue de 20.549 millones de dólares, cantidad de incluyó 19.215 millones de dólares para las Misiones y otros programas sociales y 1.334 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), para la ejecución de obras y proyectos de infraestructura.

## **AMBIENTE Y SEGURIDAD INDUSTRIAL**

**L**os campos petroleros de la cuarta república se constituyeron en invasores inescrupulosos que no respetaban las costumbres, patrones de uso de la tierra, la diversidad biológica, la calidad de vida, dejando a su paso miseria y pérdida de los valores y la autoestima.

La Nueva PDVSA, con una visión socialista y revolucionaria, con la participación protagónica de sus trabajadoras y trabajadores, conjuntamente con las comunidades vecinas, promovió durante el año 2010 la implantación de procesos, sustentados en valores socialistas, para preservar al medio ambiente y al ser humano.



**RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO**

Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo  
y Presidente de PDVSA







PDVSA

PDVSA



# VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO



## I. VISION GENERAL DEL NEGOCIO

### 1. HISTORIA Y DESARROLLO

**P**etróleos 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 para la Energía y Petróleo (MENPET)<sup>3</sup>.

Tanto la actual Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999; como el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, de fecha 2 de noviembre de 2001, el cual fue modificado con el Decreto de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, de fecha 24 de mayo de 2006; y 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 sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior; adicionalmente, sus actividades también incluyen la promoción o participación en aquellas 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. La mayoría de las filiales en el exterior están involucradas con las actividades de refinación y comercialización en los Estados Unidos de América, 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 la mayoría accionaria en esas empresas.

En consonancia con los artículos N° 302 y 311 de la Constitución y el artículo N° 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, participando además en actividades dirigidas al fomento y desarrollo del nuevo modelo socioproductivo, incluidas las de carácter agrícola, industrial, elaboración y transformación de bienes y su comercialización, prestación de servicios, construcción de infraestructuras, financiamiento a programas de salud, educación, viviendas y alimentación; para lograr una apropiada vinculación de los recursos de hidrocarburos con la economía nacional, 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).

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° 169, Caracas 1050-A. Su número telefónico: +58-212-708-4111.

Su sitio en Internet es: [www.pdvsa.com](http://www.pdvsa.com).

**1** En lo sucesivo, la República. **2** En lo sucesivo, Estado. **3** En lo sucesivo, MENPET

## 2. FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA

La siguiente tabla muestra ciertos datos financieros, operacionales y de recursos humanos de la industria al 31 de diciembre de 2010 y por el período terminado en esa fecha:

Fortalezas que soportan la industria petrolera		
Fuerza Laboral Propia	99.867	Personas
Fuerza Laboral Contratada	14.082	Personas
Ingresos Operacionales	94.929	MMUS\$
Ganancia Integral	3.202	MMUS\$
Total Activos	151.765	MMUS\$
Total Patrimonio	75.314	MMUS\$
Adquisición Sísmica 3D	1.569	km <sup>2</sup>
Adquisición Sísmica 2D	1.211	km
Reservas Probadas de Petróleo	296,5	MMMBIs
Reservas de Petróleo en Proceso de Certificación (Estimado)	19	MMMBIs
Reservas Probadas de Gas	195	MMMMPC
Reservas de Gas en Proceso de Certificación (Estimado)	177	MMMMPC
Potencial de Producción de Crudo	3.514	MBD
Producción de Crudo	2.975	MBD
Producción de LGN	147	MBD
Producción de LGN + Crudo	3.122	MBD
Producción Gas Natural neta	4.003	MMPCD
Pozos Activos	18.557	Und
Taladros / Año	197,19	Und
Yacimientos	7.300	Und
Campos Petroleros	347	Und
Principales Oleoductos	8.837	km
Capacidad de Refinación con Participación de PDVSA	3.035	MBD
Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD
Capacidad de Refinación Internacional	1.732	MBD
Estaciones de Servicios PDV en Venezuela	818	Und
Estaciones de Servicios Abanderadas con Contrato de Suministro	1.033	Und
Plantas Compresoras de Gas en PDVSA Gas	154	Und
Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN	15	Und
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Instalada	268	MBD
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Efectiva	242	MBD
Gasoductos de Gas Metano	4.432	km
Poliductos para Transporte de LGN	381	km

## POSICIÓN DE PDVSA RESPECTO A OTRAS EMPRESAS

De acuerdo con un estudio comparativo publicado el 6 de diciembre del 2010 por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PDVSA se mantuvo cuarta entre las compañías más grandes a nivel mundial en el negocio petrolero. El estudio está basado en una combinación de criterios operacionales, que incluye reservas, producción, refinación y ventas. A la fecha del estudio PDVSA ocupaba las siguientes posiciones:

- Segunda en reservas probadas de petróleo.
- Tercera en producción de petróleo.
- Cuarta en capacidad de refinación.
- Sexta en reservas probadas de gas.
- Octava en ventas.

El siguiente cuadro muestra la posición de PDVSA respecto a otras empresas:

Posición de PDVSA ante otras empresas								
Posición	Empresas	País	Producción Líquidos	Reservas Líquidos	Producción Gas	Reservas Gas	Capacidad Refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	1	1	7	5	10	5
2	NIOC	Irán	2	3	2	1	14	12
3	ExxonMobil	EUA	9	12	3	13	1	1
<b>4</b>	<b>PDVSA</b>	<b>Venezuela</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>8</b>
5	CNPC	China	5	9	8	12	5	13
6	BP	Reino Unido	6	16	4	18	8	3
7	Royal Dutch Shell	Holanda	14	26	5	16	3	2
8	Chevron Texaco	EUA	12	21	13	23	12	6
9	ConocoPhillips	EUA	15	22	12	25	6	7
10	Total	Francia	18	25	14	22	9	4
11	Pemex	México	4	11	15	37	13	14
12	Gazprom	Rusia	26	18	1	2	25	29
13	KPC	Kuwait	7	5	35	14	22	21
14	Sonatrach	Argelia	13	13	6	7	37	33
15	Petrobras	Brasil	11	17	28	40	11	10

**Fuente:** Petroleum Intelligence Weekly, diciembre de 2010. (Bajado en cifras del año 2009)





### 3. 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 crudo y gas natural.
- Refinación, transporte y mercadeo de crudo y productos refinados.
- Procesamiento, transporte y mercadeo de gas natural.
- Las reservas de petróleo y gas natural, así como 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.

#### a. ACTIVIDADES



Las operaciones “aguas arriba” comprenden las actividades de exploración, producción y mejoramiento de crudo, las cuales están ubicadas en cinco áreas geográficas del país: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y Costa Afuera, distribuyéndose en Gestión Propia, manejadas mayormente por la División de Exploración y Producción (EyP), y las operaciones de las empresas mixtas, a través de la filial Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP).

Las operaciones “aguas abajo” incluyen las siguientes actividades:

Las operaciones “aguas abajo” incluyen las siguientes actividades:

- Refinación y mercadeo de productos en La República bajo la marca PDV®.
- Refinación y mercadeo de crudo y productos en el mercado internacional. Los productos se comercializan bajo la marca CITGO® en el este y el medio oeste de los Estados Unidos de América<sup>4</sup>. Asimismo, en Centro y Suramérica, los productos se comercializan bajo la marca PDV®.
- Negocios en el Caribe, principalmente a través de las Refinerías: Isla en Curazao, Camilo Cienfuegos en Cuba y Petrojam en Jamaica; así como operaciones en terminales de almacenamiento a través de Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC) en Bonaire y BulemBay en Curazao. Por otra parte, PDVSA a través de su filial PDV Caribe, S.A., es dueña de una planta de llenado de bombonas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en San Vicente y Las Granadinas.
- Negocios de refinación en Estados Unidos a través de seis refinerías, de las cuales tres son propiedad de la filial CITGO Petroleum Corporation: Lake Charles, Corpus Christi y Lemont; y tres con participación de 50% en Chalmette, Hovensa y una unidad de coquificación retardada y una unidad de destilación de crudo al vacío en la refinería Mery Sweeny L.P.
- Negocios de refinación en Europa a través de la filial PDV Europa B.V. con participación de 50% en Ruhr Oel GmbH (ROG) y Nynas AB, por medio de las cuales PDVSA participa en las siguientes refinerías: Gelsenkirchen, MIRO en Karlsruhe, PCK en Schwedt y Bayernoil en Neustadt, a través de ROG; y Dundee en Escocia, Eastham en Inglaterra, y Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, a través de Nynas AB.

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

- Ejecución de actividades de transporte marítimo de hidrocarburos, a través de la filial PDV Marina, S.A., la cual cuenta con una flota propia de 18 tanqueros.
- El negocio del gas lo desarrolla PDVSA Gas, S.A. Filial verticalmente integrada, la cual se encarga de actividades de explotación y procesamiento de gas natural, producción de LGN, transporte y mercadeo de gas y LGN en el mercado interno, así como la exportación de LGN. Adicionalmente, procesa gas producido por la División de Exploración y Producción de la filial PDVSA Petróleo y por las empresas mixtas (recibiendo todo el gas remanente después del consumo para las operaciones de producción).
- Comercialización y Distribución Venezuela (CyDV) es la organización de PDVSA encargada de promover el desarrollo de la infraestructura y servicios comerciales para clientes de combustibles y lubricantes al detal en la República Bolivariana de Venezuela.
- Otras filiales importantes del sector petrolero son: INTEVEP, S.A., a través de la cual PDVSA maneja las actividades de investigación y desarrollo; PDVSA América, S.A. y PDV Caribe, S.A., para el impulso y seguimiento de los Convenios de Cooperación Energética suscritos con otras naciones suramericanas y caribeñas
- En el marco del proceso de transformación y cambio de la nueva PDVSA, la Corporación ha impulsado el fortalecimiento del nuevo modelo socio productivo 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. Este conjunto de empresas se encuentran agrupadas en cinco grandes sectores: **1) Alimentación:** fortalece el desarrollo endógeno integral y de los programas pertinentes que coadyuvan a la consecución de la seguridad alimentaria. Este sector se encuentra constituido por PDVSA Agrícola, S.A. **2) Industrial:** impulsa el desarrollo de las capacidades propias de manufactura requeridos para avanzar en la soberanía operacional y económica del negocio petrolero nacional. Este sector se encuentra conformado por PDVSA Industrial, S.A. y PDVSA Naval, S.A. **3) Servicios Públicos:** Orientado al fortalecimiento de Empresas con Visión Socialista y de Propiedad Social, en sectores prioritarios de gestión social. Este sector se encuentra conformado por la Filial PDVSA Gas Comunal, S.A. **4) Infraestructura:** Orientado a apalancar el fortalecimiento del nue-

vo Modelo Económico Socioproductivo nacional. Las filiales que conforman este sector son PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A. y PDVSA Asfalto, S.A.; y **5) Servicios Petroleros:** Destinado a contribuir con el desarrollo y fortalecimiento de las actividades conexas al sector petrolero para avanzar en la soberanía de servicios de este sector, está conformado por la Filial PDVSA Servicios, S.A.

## b. DESARROLLO SOCIAL



**D**urante el período 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 destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividades agrícolas, producción y distribución de alimentos, salud, educación y cualquier otra inversión productiva en la República Bolivariana de Venezuela. PDVSA ejecuta sus proyectos sociales por medio de fideicomisos, misiones y programas sociales; asimismo, contribuye con aportes creados por Ley para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

## c. CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA



**E**l 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 (PETROCARIBE). Estos acuerdos establecen, entre otros aspectos, que PDVSA suministrará petróleo crudo 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 para ser pagada entre 15 y 25 años. Los acuerdos serán efectivos por un año y pueden renovarse por acuerdo entre las partes involucradas.



## d. 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 está desarrollando 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 en nuestro territorio y que contribuyan 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, las cuales apalancarán los proyectos estratégicos del Plan Siembra Petrolera<sup>5</sup>, mediante actividades de fabricación, ensamblaje, producción y suministro de los bienes, equipos, partes y piezas, e insumos necesarios y estratégicos para el desarrollo de la industria, entre los cuales se destacan:

### SECTOR PETROLERO



Con base en la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno para Transporte de Combustibles Líquidos, publicada en Gaceta Oficial N° 39.019 el 18 de septiembre de 2008, en octubre de 2008 se constituyó la filial PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A. (ENT), con el objetivo de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno en todo el territorio nacional, a través de una flota propia y empresas privadas de transporte. La ENT incorporó 19 empresas de transporte al final del año 2010, para un total de 94 empresas, manejando el 48% del total de combustibles líquidos movilizados por flota terrestre en el año.

Por otra parte, atendiendo a las pautas establecidas en la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (LOREBSCAPH) publicado en Gaceta Oficial N° 39.173 del 07 de Mayo de 2009, PDVSA asumió las operaciones Lacustres en el Lago de Maracaibo, obteniendo de esta manera Plena Soberanía en las actividades vinculadas al transporte de personal, equipos y materiales en esta área geográfica, tales como: lanchas para el transporte del personal, buzos y mantenimiento; barcazas con grúas para transporte de materiales, diesel, agua, industrial y otros insumos así como los remolcadores, gabarras planas, boyeras, grúas, mantenimiento de buques en talleres, muelles y diques. En tal sentido, los bienes nacionalizados en esa oportunidad fueron: 74 Empresas, 1.089 Embarcaciones, se absorbieron y liberaron 8.233 trabajadores y se obtuvo la optimización de 33 muelles utilizados como base para salida de las embarcaciones y del personal, talleres de fabricación, depósitos y almacenes de materiales, que a su vez son utilizados para el mantenimiento de la flota.

En tal sentido, los bienes nacionalizados en esa oportunidad fueron: 74 Empresas, 1.089 Embarcaciones, se absorbieron y liberaron 8.233 trabajadores y se obtuvo la optimización de 33 muelles utilizados como base para salida de las embarcaciones y del personal, talleres de fabricación, depósitos y almacenes de materiales, que a su vez son utilizados para el mantenimiento de la flota.

El 11 de octubre de 2010, fue publicado en Gaceta Oficial N° 39.528, el Decreto N° 7.712, mediante el cual se ordena la nacionalización de los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a un grupo de sociedades mercantiles cuya actividad principal es la producción, procesamiento, transporte y almacenamiento de lubricantes, siendo la más importante Industrias VENOCO, C.A. PDVSA estima tomar control de estas operaciones durante el año 2011.

### SECTOR INDUSTRIAL Y SERVICIOS



De conformidad con los lineamientos establecidos por el Ejecutivo Nacional y en los planes estratégicos de la Corporación, en el año 2008 fue constituida la filial PDVSA Naval S.A., la cual se creó con la finalidad de rea-

lizar actividades de construcción, reparación y mantenimiento de buques.

En ese mismo año, fue creada la empresa naviera ALBANAVE como filial de PDVSA Naval, para realizar el transporte industrial y comercial de la navegación fluvial, costera y de altura entre los diversos puertos del país y del exterior. Igualmente, se adquirió la Empresa Astilleros Navales Venezolanos, S.A. (ASTINAVE), con la finalidad de promover empresas de fabricación de partes, equipos y servicios, traduciéndose en fuentes de empleo y valor agregado para la industria nacional.

Igualmente, en el año 2007 se conformó la filial PDVSA Industrial, con el objeto de desarrollar un tejido industrial con hegemonía de la propiedad social de los medios de producción en áreas industriales vinculadas a PDVSA, para satisfacer las necesidades sociales del pueblo y la producción soberana, para un desarrollo endógeno, bajo nuevas relaciones de producción, distribución y consumo, y la filial de servicio público PDVSA Gas Comunal como suplidora de GLP, para el sector doméstico.

Por otra parte, en el año 2008 se constituyeron las filiales PDVSA Ingeniería y Construcción y PDVSA Desarrollos Urbanos. Ingeniería y Construcción tiene como objeto el suministro de los servicios de ingeniería y construcción derivados de las necesidades de los proyectos mayores de PDVSA y sus filiales. En cuanto a PDVSA Desarrollos Urbanos, su objeto es el desarrollo y la ejecución de obras de infraestructura social no industrial, así como programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional.

Así mismo, en el año 2010 es creada la filial PDVSA Asfalto, cuya misión primordial es la optimización de las vías de comunicación terrestre, a través de una serie de procesos técnicos y operacionales convirtiendo la materia prima en producto o mezcla asfáltica, colocándola a través de una red de transporte y canales de distribución a las distintas empresas mixtas y empresas del Estado para la construcción de vías de acceso y penetración, satisfaciendo las necesidades y promoviendo el desarrollo económico y social de la Nación.

<sup>5</sup> Ver Capítulo III Plan Estratégico.

## SECTOR ALIMENTOS



El Decreto N° 5.689 publicado en la Gaceta Oficial N° 38.811 de fecha 15 de noviembre de 2007, establece el Plan de Desarrollo

Económico y Social de la Nación 2007-2013, que contempla, entre otros aspectos, el abastecimiento de alimentos de la cesta básica, materia prima para la elaboración de alimentos y otros productos agroalimentarios de primera necesidad. En tal sentido, durante los años 2007 y 2008, PDVSA constituyó las empresas PDVSA Agrícola y Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL), respectivamente. Igualmente en el año 2008 se adquirieron las empresas Industrias Diana, C.A., Palmeras Diana del Lago, C.A., Productos La Fina, C.A. e Indugram, C.A. adscritas como filiales a PDVAL y el Grupo de Empresas Lácteos Los Andes. En el año 2010, atendiendo a lineamientos del Ejecutivo Nacional, PDVSA transfirió a la Vicepresidencia de la República Bolivariana de Venezuela, la propiedad de PDVAL y sus Filiales y al Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras (MPPAT) el Grupo de Empresas de Lácteos Los Andes (ENLANDES).



## 4. 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, modernizando sus procesos administrativos y aumentando el retorno de capital.

A partir del 1° de Enero de 1998 como estrategia corporativa se realizó la fusión de Lagoven, Maraven y Corpoven, y se renombró la entidad fusionada como PDVSA Petróleo y Gas, S.A.

Posteriormente en el mes de mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas cambió su denominación social a PDVSA Petróleo, S.A. originándose otro 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 de sus operaciones con las estrategias a largo plazo del accionista. Estos ajustes consisten, principalmente, en la adopción de un nuevo marco de estructura de operaciones que aumenta la participación del Comité Ejecutivo en sus actividades, y al mismo tiempo, aumenta la flexibilidad operacional de PDVSA.

Desde finales del año 2007, se inicio la creación de las Filiales que conforman el sector no petrolero para el apalancamiento y fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral de la Nación, a través de líneas estratégicas de creación 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 como apoyo a los proyectos del Plan Siembra Petrolera. La estrategia organizacional para estas filiales no petroleras está supeditada al objeto social de cada filial y el sector económico al cual pertenecen.



## 5. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES FILIALES

### a. PDVSA PETRÓLEO, S.A.

Constituida en el año 1998 con la fusión de las antiguas operadoras, bajo la denominación de PDVSA Petróleo y Gas, y posteriormente cambia su denominación por la actual PDVSA Petróleo, S.A., en el año 2001. Tiene como objeto la realización de actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad en materia de petróleo y demás hidrocarburos en la República Bolivariana de Venezuela.

A partir del año 2010 PDVSA Petróleo, se encarga de la comercialización de combustible, lubricantes, asfaltos, solventes, grasas y otros derivados de los hidrocarburos bajo la marca PDV® igualmente mercadea los productos y servicios mediante una red de distribución y de negocio de alto valor agregado.

### b. CORPORACIÓN VENEZOLANA DEL PETRÓLEO, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 1975. De acuerdo con la última modificación de su objeto social en el año 2003, CVP dirige y administra todo lo concerniente a los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. Esta filial está encargada de maximizar

el valor de los hidrocarburos para el Estado, mediante una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con participación de terceros, asegurando una apropiada vinculación de los beneficios con el bienestar colectivo.

Adicionalmente, se encarga de las actividades de exploración, producción, mejoramiento de crudo y comercialización en la 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.

En adición, CVP controla el fideicomiso de desarrollo sustentable, el cual tiene como objetivo fundamental financiar proyectos sociales en el país. PDVSA La Estancia el brazo cultural y social de PDVSA también es una gestión asignada a CVP.

### c. PDVSA GAS, S.A.

Constituida en el año 1998, tiene por objeto la realización de actividades de exploración, producción y comercialización de gas natural y líquidos tanto industrial como doméstico, así como del transporte, y distribución.

### d. PDV MARINA, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 1990 y tiene por objeto la realización de actividades de 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.

### e. PDVSA ASFALTO, S.A.

Originalmente constituida como Palmaven, y en abril del año 2010 fue denominada PDVSA Asfalto, tiene como objeto, el asfaltado de las instalaciones de PDVSA y sus empresas filiales; la realización de obras de asfaltado de las comunidades aledañas a las zonas operacionales de PDVSA y sus filiales, así como de cualquier zona que determine el Ejecutivo Nacional.

Igualmente se encarga de la instalación y operación de plantas de asfaltado y procesamiento de materiales necesarios para la pavimentación, instalación de plantas de asfaltado e infraestructura en general y la creación de empresas mixtas con el sector privado nacional e internacional para la realización de obras de pavimentación e instalación de plantas de asfaltado, así como infraestructura.



## **f. PDVSA AMÉRICA, S.A.**

Fue creada en el año 2006 con la finalidad de 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, agroenergético, fortalecimiento de las economías locales e inversión en obras sociales, desarrollo de infraestructura energética, transferencia de tecnología, 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.

## **g. BARIVEN, S.A.**

Esta filial 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 de la Corporación.

## **h. INTEVEP, S.A.**

Esta filial fue constituida en el año 1979, y su orientación estratégica es generar soluciones tecnológicas integrales, con especial énfasis en las actividades de exploración, producción, refinación e industrialización. De igual manera, es responsable en el resguardo del acervo tecnológico de la Corporación.

INTEVEP también desarrolla tecnologías propias, impulsa la cooperación e integración con el sector técnico-científico e industrial de Venezuela y asegura, al mismo tiempo, la correcta gestión ambiental en las operaciones de PDVSA.

## **i. REFINERÍA ISLA, S.A.**

Originalmente constituida como Vista-ven, C.A. en el año 1975 y posteriormente denominada Refinería Isla (Curazao), S.A. tiene bajo arrendamiento la refinería en Curazao, y es el accionista de Refinería Isla (Curazao), B.V. quien es la operadora del contrato de arrendamiento.

## **j. COMMERCHAMP, S.A.**

Constituida en el año 1987, tiene como propósito principal la realización de actividades de comercialización de productos y derivados de hidrocarburos en el mercado internacional.

## **k. PDVSA AGRÍCOLA, S.A.**

Esta filial fue constituida en el año 2007, su propósito es realizar actividades de producción de materia prima de origen agrícola, para el procesamiento industrial agroalimentario y agroenergético en la República, contribuyendo con el desarrollo agrícola sustentable del país, mediante la incorporación de los rubros seleccionados. Además, debe visualizar, definir, im-

plantar y operar los proyectos industriales para la producción agroalimentaria y agroenergética en el país, así como 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.

## **l. PDVSA INDUSTRIAL, S.A.**

Constituida en el año 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. Asimismo, la filial podrá realizar en la República Bolivariana de Venezuela o en el exterior, las actividades de producción de servicios que conlleven a la construcción de equipos petroleros; además de proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socioproductiva.

## **m. PDVSA SERVICIOS, S.A.**

Esta filial fue constituida en el año 2007, con objetivo general de suministrar servicios especializados en los negocios petroleros de exploración y producción, tales como: 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.



## **n. PDVSA GAS COMUNAL, S.A.**

Esta filial fue constituida en el año 2007, tiene como objeto garantizar el suministro del Gas doméstico como servicio público, alineada con la política socialista del Estado como una empresa estratégica, para atender las necesidades de la población, proteger el medio ambiente y participar con las comunidades en la construcción colectiva. Promueve el desarrollo de proyectos basados en fuentes alternas de energía y de proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones.

## **o. PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.**

Esta filial fue constituida en el año 2008, y 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 refinarias, mejoradores, plantas de petróleo y gas, estaciones, oleoductos y otros proyectos relacionados con la industria petrolera.

## **p. PDVSA NAVAL, S.A.**

La sociedad fue constituida en el año 2008 y tiene por objeto desarrollar astilleros para la construcción reparación y mantenimiento de buques y plataformas, así como puertos y todo lo relativo a la infraestructura Naval de PDVSA y sus empresas filiales.

## **q. PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.**

Constituida en el año 2008, esta filial tiene por objeto realizar el desarrollo y eje-

cución de obras de infraestructura social no industrial, así como programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional. Igualmente, podrá realizar, dentro de la República o en el exterior, las actividades de planificación, coordinación y ejecución de proyectos urbanísticos a nivel nacional, dotación de viviendas dignas y seguras a las familias y comunidades que habitan en condiciones de vulnerabilidad.

## **r. 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 del año 2010.

En los Estados Unidos, PDVSA conduce sus operaciones de refinación de petróleo y mercadeo de productos refinados a través de su filial PDV Holding, la cual posee indirectamente, el 100% de CITGO Petroleum Corporation (CITGO) por medio de PDV América. Asimismo, posee indirectamente el 50% de participación Chalmette Refining LLC por medio de PDV Chalmette, Inc. y el 50% de participación de una unidad de coquificación retardada y una unidad de destilación de crudo al vacío integradas dentro de la refinería Merey Sweeny por medio de PDV Sweeny, L.P.

CITGO, con sede en Houston, Texas, es una empresa que refina, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para aviones, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados en los Estados Unidos.

PDVSA también posee indirectamente el 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.

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 50% de participación en Ruhr Oel GmbH (ROG), una compañía con base en Alemania y propiedad conjunta con Deutsche BP GmbH. Por medio de ROG, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para calefacción, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados. PDV Europa B.V también posee una participación accionaria de 50% de Nynas AB (Nynas), una compañía con operaciones en Suecia y en el Reino Unido y propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio de Nynas, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros productos de petróleo refinados.

Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA cuenta con participación en las refinerías Camilo Cienfuegos en Cuba, en la cual PDVSA 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, la cual es poseída por PDVSA en 49%. Adicionalmente tiene presencia en Curazao por medio de la Refinería Isla, B.V. Opera bajo un contrato de arrendamiento la Refinería di Korsou N.V. (RDK), entidad del gobierno curazoleño.

Asimismo PDVSA cuenta en el Caribe con la filial Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC), que posee un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de crudo y sus derivados, ubicado en Bonaire, con capacidad nominal de almacenamiento de 10,1 MMBls.

## 6. 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 Bolivariana de Venezuela, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y el funcionamiento de la entidad.

### a. ASAMBLEA DE ACCIONISTAS

La Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA; representa la universalidad de las acciones y sus decisiones, 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 y dicta los reglamentos de organización interna necesarios para el funcionamiento, conoce el Informe del Comisario Mercantil, y designa a éste y su suplente.

### b. JUNTA DIRECTIVA

La última modificación de los estatutos sociales de PDVSA, en fecha 5 de enero de 2009, 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, y 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 la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y sociales.

La Junta Directiva está compuesta por 11 miembros: un Presidente, dos Vicepresidentes, seis Directores Internos y dos Directores Externos. La Junta Directiva es nombrada mediante Decreto por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela por un término inicial de dos años, renovable por períodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

Al 31 de diciembre de 2010, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:

#### Composición de la Junta Directiva de PDVSA año 2010

Nombre	Posición	Fecha de Designación
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004 (*)
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007 (*)
Eulogio Del Pino	Vicepresidente	2008
Hercilio Rivas	Director Interno	2008
Eudomario Carruyo	Director Interno	2005 (*)
Carlos Vallejo	Director Interno	2008
Ricardo Coronado	Director Interno	2008
Luis Pulido	Director Interno	2008
Fadi Kabboul	Director Interno	2008
Iván Orellana	Director Externo	2005 (*)
Aref Eduardo Richany	Director Externo	2008

(\*) La fecha de designación se refiere al primer nombramiento como miembro de la Junta Directiva con la posición indicada. Posteriormente, fueron ratificados en el año 2008.

## RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO

Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo  
y Presidente de PDVSA

Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes (ULA) en el año 1989, con maestría en Energética de 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 crudos extrapesados en la FPO. 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 del año 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 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 (MENPET), a partir de enero de 2005. Ha representado a la República Bolivariana de Venezuela en más de 30 conferencias de Ministros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), así como en conferencias del Foro Internacional de Energía e innumerables encuentros internacionales. Desde el 20 de noviembre de 2004, por Decreto Presidencial N° 3.264, el Ministro Rafael Ramírez Carreño también se desempeña como Presidente de PDVSA y fue ratificado en ese cargo el 4 de septiembre de 2008. Asimismo, por Decreto Presidencial N° 6.919, publicado en Gaceta Oficial N° 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 designado Vicepresidente de la Conferencia de Ministros del Foro de Países Exportadores de Gas.

## ASDRÚBAL CHÁVEZ

Vicepresidente

Ingeniero Químico graduado en la ULA en el año 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, ubicada en el estado Carabobo. Posteriormente, ocupó diferentes posiciones en las áreas de servicios industriales, destilación y especialidades, conversión y tratamiento, movimiento de crudo y productos, programación y economía e ingeniería de procesos. En el año 1989, fue asignado a la Empresa Universal Oil Products (UOP), en Estados Unidos, con el objetivo de realizar una especialización en procesos. En el año 1990, liderizó el Proyecto de Expansión de las Unidades de Crudo y Vacío de la Refinería el Palito. En el año 1993, fue designado Superintendente de Ingeniería de Procesos y, en 1994 liderizó el equipo de Estudio Integral de la Organización de la Refinería El Palito. Durante el período 1995-1999, ocupó diferentes posiciones supervisoras y gerenciales. En el año 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 el año 2001, fue asignado a la empresa Bitúmenes del Orinoco, S.A. (BITOR) como Gerente de Recursos Humanos; allí liderizó la Reestructuración de esta filial de PDVSA. En el año 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 designado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro de PDVSA y liderizó el equipo negociador de PDVSA en las discusiones del Contrato Colectivo Petrolero 2004-2006. En enero de 2005, fue designado Director de PDVSA, Presidente de PDV Marina, Director de CITGO y representante de PDVSA en diferentes filiales y empresas mixtas, cargos desempeñados hasta la fecha. Adicionalmente, liderizó 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 el 4 de septiembre de 2008. El 3 de diciembre de 2009, fue designado como Viceministro de Petroquímica, adscrito al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

## EULOGIO DEL PINO

Vicepresidente

Ingeniero Geofísico graduado en la UCV en el año 1979, con maestría en Exploración en 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 el año 1979 desempeñándose en diferentes posiciones técnicas y supervisoras hasta el año 1990, cuando ocupa el cargo de Gerente Técnico para Latinoamérica en la empresa Western Atlas. Regresó a PDVSA en el año 1991, en la filial Corpoven, S.A. donde asumió diferentes posiciones Gerenciales; a partir del año 1997, ejerció funciones como Gerente de Exploración y Delineación en PDVSA, para encargarse, en el año 2001, de reiniciar la campaña de Exploración Costa Afuera, por parte de PDVSA, en la Plataforma Deltana. En el año 2003, fue designado Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en CVP, representando a PDVSA en las Asociaciones Estratégicas de la FPO y, en el año 2004 fue nombrado Director de CVP. Además de los cargos mencionados anteriormente, 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.



## HERCILIO RIVAS

Director Interno

Licenciado en Química de la UCV (1967), Master y PhD del Queen Elizabeth College de la Universidad de Londres (1982) con especialidad en Fenómenos Interfaciales y Química Coloidal. Profesor universitario. Investigador de PDVSA Intevep desde 1982. Investigador invitado durante un año (1997) por la Universidad de Texas en Austin. Coautor de 100 informes técnicos, 20 patentes de invención, 60 presentaciones en congresos internacionales y 50 publicaciones en revistas especializadas. Debido a sus logros científicos y tecnológicos, el Dr. Rivas ha recibido la Condecoración de Honor al Mérito al Trabajo en su Primera Clase (1998), el Premio Nacional de Ciencias (1999), el Premio a la Investigación tecnológica de la Corporación Andina de Fomento (2000) y el Premio a la Innovación Tecnológica de PDVSA Intevep (2001). El Dr. Rivas ocupó la posición de Director-Gerente de Bitor, desde enero hasta octubre de 2003. También se desempeñó como Asesor a la Presidencia de Intevep y posteriormente asumió la dirección del Instituto de Estudios Energéticos (IEE, antiguo CIED). En abril de 2006, asume la presidencia de Intevep, brazo tecnológico de PDVSA, y en septiembre de 2008, es nombrado Director Interno de Investigación y Desarrollo de PDVSA.

## EUDOMARIO CARRUYO

Director Interno

Licenciado en Contaduría Pública egresado de la Universidad del Zulia (LUZ) en el año 1972. Durante el año 1992, estuvo en una asignación en calidad de entrenamiento en el Chase Manhattan Bank en New York en los Estados Unidos. Ha realizado diversos cursos de especialización y postgrado en las áreas de finanzas y gerencia, en la Universidad de Columbia y la Universidad de Michigan en los Estados Unidos. Tiene una amplia experiencia en la industria petrolera y petroquímica nacional. Inició su carrera en CVP en el año 1964. Posteriormente, ingresa a Corpoven, S.A. donde permaneció hasta el año 1997, ejerciendo los cargos de Gerente Corporativo de Tesorería, Gerente Corporativo de Contraloría, Gerente Corporativo de Presupuesto y Evaluaciones Económicas, Gerente Corporativo de Costos, Gerente de Finanzas División Occidente, Gerente de Finanzas San Tomé y Gerente de Finanzas Refinería El Palito. A partir del año 1992, fue transferido a Palmaven, filial en la cual trabajó durante seis años (1992-1997), como Gerente General de Finanzas y posteriormente fue designado Director de dicha filial. En julio de 1997, se jubiló de la industria y se reincorporó luego en el año 2000 como Comisario Mercantil de PDVSA (primero como adjunto y luego como principal), cargo que ejerció desde abril de 2000 hasta diciembre de 2002. Fue designado Director Ejecutivo de Finanzas de PDVSA en enero de 2003, y ocupó ese cargo hasta junio del mismo año, manteniendo la coordinación del cierre del ejercicio económico del año 2002 de PDVSA y sus filiales, y la elaboración de los informes financieros operacionales para uso interno y para la Securities and Exchange Commission (SEC). Desde julio de 2003 y hasta diciembre de 2004 se desempeñó como Director de la Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN). En enero de 2005, fue designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA, teniendo como responsabilidades, entre otras, la de Finanzas. Igualmente, es miembro de las Juntas Directivas de CITGO, PDV América, PDV Holding, PDV Europa, PDV Marina, Deltaven, PDVSA Insurance, y Refinería Isla. Se le reconoce entre sus logros, el rescate y recuperación de la situación financiera de PDVSA y sus filiales, entre el período diciembre de 2002 y primer trimestre del año 2003. Asimismo, por el rescate de los sistemas financieros, información contable y la coordinación de los cierres contables de los ejercicios económicos de los años 2002, 2003, 2004 y 2005 de PDVSA, culminando con la entrega de los estados financieros auditados y los correspondientes informes para la SEC. Asimismo por lograr el fortalecimiento de las relaciones de PDVSA con el mercado financiero internacional, que ha permitido la obtención de financiamiento internacional, pagaderos a largo plazo para invertirlos en programas y proyectos vitales para la Corporación. El 4 de septiembre de 2008 es ratificado como Director Interno de PDVSA.

## CARLOS VALLEJO

Director Interno

Licenciado en Química (UCV, 1972) y en 1982 obtuvo PhD en esta misma disciplina en la Universidad de Oxford (Reino Unido). Continuó su desempeño profesional como docente en la Escuela de Química de la UCV, en el período 1974-1976 y como profesor asociado en la Universidad Politécnica de Barquisimeto, Edo. Lara 1976-1978. En el año 1982 se incorporó al Centro de Investigaciones Carboníferas y Siderúrgica hasta su ingreso a la Industria Petrolera en el año 1984, donde ha ocupado diversas posiciones técnicas, supervisoras y gerenciales. En el año 2003, fue designado miembro de la Junta Directiva de INTEVEP, con la misión de restituir las actividades técnicas, científicas y administrativas de ese centro de investigación. En el año 2004, fue nombrado Coordinador Regional de la Misión Ribas para el Estado Miranda, actividad que realizó conjuntamente con el cargo de Director Junta Directiva de la CVP. En ese mismo año se desempeñó como Presidente de la Fundación Misión Ribas. En el año 2007 fue designado, simultáneamente, Gerente General de PDVSA Colombia, S.A. y Gerente General de PDVSA Gas, con la finalidad de impulsar la construcción del Gasoducto Transcaribeño. A finales del 2007 fue designado como Presidente de PDVSA Gas hasta septiembre del 2008, cuando fue designado Director Interno de PDVSA, y dentro de sus funciones se desempeña como Director de enlace de la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa, Fundación Misión Ribas, PDVSA Desarrollos Urbanos y Bariven.

## RICARDO CORONADO

Director Interno

Ingeniero Mecánico de la Oklahoma State University (Estados Unidos), en el año 1981, con estudios de postgrado en Gerencia de Administración de Empresas de LUZ. Ingresó a la industria petrolera venezolana en el año 1981 como Ingeniero de Plantas en Anaco, estado Anzoátegui. En el año 1985, se desempeñó como supervisor de operaciones en la Planta de Compresión de Gas Lago 1 en Bachaquero. En el año 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 Plantas en Lagunillas, y en el año 1993 estuvo como Jefe de la Unidad de Plantas de Vapor en Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero, Estado Zulia. En el año 1997, fue Superintendente de Análisis de Riesgos de la Gerencia de Seguridad de los Procesos en Maracaibo. En el año 1998, fue nombrado Gerente de Seguridad de los Procesos en Barinas; en el año 2000 se desempeñó como Gerente de Operaciones de Producción en el estado Apure, y en esa misma función, un año después, en Barinas. Posteriormente, en el año 2003, fue designado Gerente de la Coordinación Operacional en Barinas y Apure, y 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 ejerció como Gerente General de la referida División. En el año 2007, fue nombrado gerente de la División Costa Afuera. Desde enero de 2008 se desempeñaba como Gerente Corporativo de Producción, hasta su más reciente nombramiento como miembro de la Junta Directiva de PDVSA en calidad de Director Interno el 4 de septiembre de 2008. En febrero del año 2009 fue nombrado Presidente de PDVSA Gas, Director de Bariven, Director de REMAPCA, Vicepresidente de PDVSA Insurance Company, LTD. y Coordinador General del Proyecto Respuesta Rápida Generación Eléctrica Autosuficiencia PDVSA.

## LUIS PULIDO

Director Interno

Licenciado en Ciencias y Artes Militares, opción Aeronáutica, mención Armamento en el año 1979 y alcanzó el grado de Teniente Coronel (Aviación), en la Base Aérea El Libertador, Palo Negro, estado Aragua. Posee maestrías en Gerencia Logística Sistemas de Defensa, en Euromissile, Francia, en el año 1984 y Gerencia de Empresa, (LUZ, 1997). Desde su ingreso a la industria petrolera en el año 1995, ejerció diversos cargos técnicos, supervisorios y gerenciales ocupando las posiciones de Gerente de Planificación y Control de Gestión de la Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas de PDVSA en el año 1998. Posteriormente, fue nombrado Gerente de Logística del Proyecto Plataforma Deltana en el año 2001. Ejerció una importante labor en la recuperación petrolera del Oriente del país en el año 2003, como Gerente de Distrito de PDVSA Gas en Anaco, y Gerente de Distrito PDVSA Sur en San Tomé, ambas en el estado Anzoátegui. En el año 2004 fue nombrado Presidente de Sincruos de Oriente, C.A. (SINCOR). En el año 2005, fue designado Gerente General de la División de Exploración y Producción de Oriente. En el año 2006, fue nombrado Director Ejecutivo de Producción y Director de la Fundación Misión Ribas. En el año 2007, se desempeñó como Presidente de PDVSA Industrial y Subgerente Corporativo de Prevención y Control de Pérdidas. Desde el año 2008 y hasta el año 2009 se desempeñó como Presidente de PDVAL. El 25 de enero de 2010, fue nombrado como Presidente de Bariven. Fue designado Director Interno de PDVSA el 4 de septiembre de 2008.

## FADI KABBOL

Director Interno

Ingeniero Mecánico de la Universidad Simón Bolívar (USB) en el año 1985, con maestría en Gerencia del Instituto Tecnológico de Massachusetts, (Estados Unidos, 1993). Inició su carrera en el año 1985, en la industria petrolera como ingeniero inspector de equipos rotativos y análisis de fallas, para luego desempeñar diversos cargos técnicos, supervisorios y gerenciales en Caracas y en las áreas operacionales de Anaco y San Tomé, estado Anzoátegui, simultáneamente con sus actividades como profesor en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la USB. En el año 1989, fue asignado a las operaciones de la empresa BP en el Mar del Norte bajo el acuerdo de intercambio tecnológico entre Corpoven y esta empresa. En el año 1996, fue nombrado Gerente de Alianzas Estratégicas de Corpoven. En el año 1997, fue transferido a la filial Bariven y, en el año 2000 es asignado al Proyecto de Gas Natural Licuado Mariscal Sucre. En el año 2003 fue designado como Ministro Consejero para Asuntos Petroleros y Encargado de Negocios de la Embajada de Venezuela en los Estados Unidos. En agosto de 2007, fue designado Director Ejecutivo de Planificación de PDVSA. Fue designado Director Interno de PDVSA el 4 de septiembre de 2008. El Ing. Kabboul es el Director de Enlace para las Organizaciones de Planificación, Automatización, Informática y Telecomunicaciones (AIT), Ambiente, Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional, y Desarrollo de Nuevos Negocios Internacionales. Adicionalmente a su cargo, el Ing. Kabboul fue designado el Representante Nacional de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

## IVÁN ORELLANA

Director Externo

Ingeniero Químico, graduado en 1975 en la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela, con Maestría en Planificación Estratégica y Postgrados de especialización en Gerencia y Economía de los Recursos de Hidrocarburos y en Logística de Suministro y Comercialización de Petróleo y Gas Natural (1994), Oxford, Inglaterra. Asimismo, se ha especializado en Derecho Internacional Privado y Derecho Económico Regulatorio en la Universidad de Salamanca, España (2003). Hace 35 años inició su carrera en PDVSA, en el sector de los hidrocarburos, ocupando posteriormente diversas posiciones gerenciales en el sector gasífero en la Coordinación de Exploración y Producción de PDVSA Gas y posteriormente, Asesor Mayor en materia de regulación de mercados de energía en la Dirección Ejecutiva de Planificación Corporativa. Dentro de sus responsabilidades, y por disposición del Ciudadano Presidente de la República, fue designado en el 2003 (Ad honorem) Gobernador de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cargo que ocupó hasta agosto 2008. En junio 2004 fue Director General de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), y en paralelo ejerció la Presidencia de la Junta de Gobernadores de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), sede en Viena, cargo que ocupó por 1 año. En enero 2005 fue juramentado por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela como Director Externo de PDVSA (actual). Ese mismo año asumió el cargo de Director General de la Oficina de Asuntos Internacionales del MENPET, y posteriormente, en el 2006, fue nombrado Director General de la Oficina de Planificación Estratégica del Ministerio, y Director Externo de la Junta Directiva de PEQUIVEN hasta septiembre 2010. Desde el año 2007 ejerce el cargo como Secretario Ejecutivo de PETROCARIBE (actual). En Junio 2008, asumió el cargo como Viceministro de Hidrocarburos del MENPET, y en el 2009 fue nombrado Presidente de la Junta Directiva del Foro de Países Exportadores de Gas, con sede en Doha, Qatar, hasta diciembre 2010.

## GB (EJ.) AREF EDUARDO RICHANY JIMÉNEZ

Director Externo

Licenciado en Ciencias y Artes Militares egresado de la Academia Militar de Venezuela en el año 1984, promoción Juan Gómez. También realizó estudios de Magister en Ciencias y Artes Militares. En la Escuela Superior del Ejército realizó Cursos Básicos y el Curso Superior de Comando y Estado Mayor. General de Brigada activo del Ejército venezolano, ha ocupado los cargos inherentes al respectivo grado. En agosto de 2000, se desempeñó como Primer Comandante del Batallón de Armamento Cnel. Manuel Toro, en Maracay, estado Aragua. Fue designado en octubre de 2003, como director del Hospital Militar del Ejército Dr. Vicente Salias, en Fuerte Tiuna, Caracas. En abril de 2004, fue nombrado Director de Armamento de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana (DARFA) en el Ministerio del Poder Popular para la Defensa. Actualmente, se desempeña como presidente de la Compañía Anónima Venezolana de Industrias Militares (CAVIM) desde julio de 2008. El 4 de septiembre de 2008, es designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Externo.



### c. COMITÉ EJECUTIVO

El 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.

Este Comité posee las mismas atribuciones y competencias de la Junta Directiva, según Resolución de la Junta Directiva N° 2008-20 de fecha 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 para que surtan efectos legales, por la Junta Directiva.

### d. COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité de Auditoría de PDVSA 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 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. El

Comité de Auditoría 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 el cual es responsable por la dirección, orientación y jerarquización de los asuntos que trata el Comité.

#### **Actividades y responsabilidades:**

- Vigilar la calidad y suficiencia del sistema de control interno en los negocios nacionales e internacionales de PDVSA.
- Recomendar a la Junta Directiva los cursos de acción sobre las áreas de mayor



atención en la materia de competencia del Comité de Auditoría.

- Aprobar políticas y normas de auditoría interna en la Corporación.
- Asegurar en la empresa la preservación de la independencia y objetividad de la función de Auditoría Interna Corporativa.
- Revisar con el Auditor Externo Principal su opinión sobre los estados financieros de la empresa, sobre la calidad del sistema de control interno, las áreas de mayor riesgo y la integridad de los informes financieros y de gestión.

### **e. COMITÉ DE OPERACIONES DE EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y GAS**

Este Comité cumple con la finalidad de velar por un uso óptimo de los recursos financieros, humanos y de infraestructura para la adecuada y oportuna ejecución de los presupuestos aprobados para obtener los resultados operacionales y financieros previstos, cumpliendo con las Normativas vigentes en materia de finanzas, entre otras. Asimismo, aprueba y respalda, según su nivel de delegación de autoridad financiera, la contratación de bienes y servicios que exceden los niveles de delegación de las organizaciones, negocios y filiales asociadas con las actividades de exploración, producción y gas; evalúa y hace seguimiento a la aplicación de las políticas, lineamientos, normas y la gestión de seguridad, higiene y ambiente.

Adicionalmente, el 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 conllevan a la identificación y/o modificación de procesos y actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimientos administrati-

vos, 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 conllevan 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.

### **f. COMITÉ DE OPERACIONES DE REFINACIÓN**

El Comité de Operaciones de Refinación es creado con la finalidad de velar por un uso óptimo de los recursos financieros, humanos y de infraestructura para la adecuada y oportuna ejecución de los presupuestos aprobados, con el fin de obtener los resultados operacionales y financieros previstos, cumpliendo con las Normativas vigentes en materia de finanzas, entre otras. Asimismo, aprueba y respalda, según su nivel de delegación de autoridad financiera, la contratación de bienes y servicios que excedan los niveles de delegación de las organizaciones, negocios y filiales asociadas con las actividades de refinación; y evalúa y hace seguimiento tanto a la aplicación de sus políticas, lineamientos, normas como a la gestión de seguridad, higiene y ambiente.

Adicionalmente, en el Comité de Operaciones de Refinación se debate y se intercambia información sobre los asuntos estratégicos para los negocios de refinación, que conllevan a la identificación y/o modificación de procesos y actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimien-

tos administrativos, financieros y legales, a través del intercambio de experiencias exitosas, lecciones aprendidas en las distintas organizaciones operacionales, la práctica de la innovación tecnológica, modernización de la infraestructura existente y, la promoción del trabajo en conjunto. Buscando, con este tipo de sinergia la transparencia de la gestión de los negocios y funciones asociadas; así como el uso y masificación de prácticas tecnológicas que conllevan 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.

### **g. COMITÉ DE PLANIFICACIÓN Y FINANZAS**

El Comité 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, expresada 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.

### **h. COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS**

El Comité de Recursos Humanos de PDVSA es un órgano de soporte a la Junta Directiva que, asesora, aprueba y hace seguimiento a todo lo relativo al personal en aspectos estratégicos, de acuerdo con las normativas de administración de PDVSA y los lineamientos de la Junta Directiva.

## **i. COMITÉ OPERATIVO DE DESARROLLO SOCIAL**

Reactivado el 5 de febrero de 2005, tiene como función principal alinear los planes de PDVSA con la política social del Estado, facilitar y fortalecer el rol de PDVSA como agente de cambio en los procesos de desarrollo económico, social y ambiental del país.

## **j. COMITÉ DE VOLUMETRÍA**

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

## **k. 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, por dedicarse a actividades no relacionadas directamente con la exploración y producción de crudo y gas; así como las contrataciones, mantenimiento de infraestructura, seguimiento de políticas y licitaciones de los negocios de las referidas filiales.

## **l. 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.

## **m. CONTROL INTERNO**

PDVSA, cumpliendo su objeto social bajo la administración y atribuciones de la Junta Directiva, según sus estatutos, ejecuta sus operaciones, estableciendo y manteniendo un adecuado control y supervisión 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 (MENPET, Comisario Mercantil, Auditores Externos y Contraloría General de la República). Internamente está constituido por un conjunto de políticas, normas y procedimientos, formalmente orientadas 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, Operaciones de Refinación, Volumetría, Auditoría, Planificación y Finanzas, Recursos Humanos, entre otros.

Adicionalmente, en función del dinamismo operacional, con base en la nueva responsabilidad social, y en el marco político de Plena Soberanía Petrolera, la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa actualmente avanza en el Proyecto de Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI) que tiene como objetivo fundamental lograr, por primera vez en la historia de la industria petrolera, la certifi-

cación por parte de los auditores externos del Sistema de Control Interno de PDVSA. Así como también mantener la transparencia y eficiencia en los controles internos asociados a los procesos financieros y administrativos de mayor impacto en los estados financieros consolidados de la Corporación.

## **n. 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.

## **o. 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.









## 7. RECURSOS HUMANOS

La fuerza laboral propia de PDVSA cerró en el año 2010 en 99.867 trabajadores, la cual está compuesta por 93.769 en el sector nacional y 6.098 en el sector internacional, reflejándose un incremento de aproximadamente 8% con respecto al año 2009. Esto se debió, principalmente, a la continuidad del ingreso de los trabajadores contratistas que ejercían labores de operaciones Lacustres, a la nueva filial PDVSA Operaciones Acuáticas, igualmente, trabajadores que realizaban actividades de compresión e inyección de gas a la filial PDVSA Gas, y al ingreso de trabajadores a las nuevas empresas mixtas constituidas que se encuentran en la FPO.

En cuanto a la fuerza laboral contratista, para el año 2010 cerró en 14.082 trabajadores, observándose un incremento aproximado de 30% con respecto al año anterior, motivado a mayor actividad de mantenimiento en las áreas operacionales en el último trimestre del año.

A continuación se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, entre los años 2006 al 2010:

**Evolución Fuerza Laboral de PDVSA 2006-2010**

Número de Trabajadores	2010	2009	2008	2007	2006
Venezuela	93.769	86.790	73.580	56.769	47.433
Exterior	6.098	5.159	5.159	5.140	5.383
<b>Total Trabajadores</b>	<b>99.867</b>	<b>91.949</b>	<b>78.739</b>	<b>61.909</b>	<b>52.816</b>
Contratistas	14.082	10.801	19.374	15.383	15.290









# PLAN ESTRATÉGICO







## 1. PLAN ESTRATÉGICO

El Plan Siembra Petrolera 2011–2015 fue elaborado tomando en consideración el impacto de la crisis económica mundial en las expectativas del crecimiento global de la economía y la demanda mundial de petróleo, así como también la proyección de la oferta mundial de petróleo, las capacidades y retos asociados al crecimiento de la producción de petróleo y gas natural en la República Bolivariana de Venezuela, y la consolidación de los negocios no petroleros.

En lo que se refiere a la orientación general dada por el Accionista, la misma se basa en los cuatro lineamientos principales que a continuación se presentan<sup>6</sup>:

- Plena Soberanía Económica, donde se inscriben los planes y acciones para que el Estado profundice la plena soberanía sobre la explotación, control y administración de nuestros hidrocarburos, en toda la actividad de Petróleo, Gas y en los sectores conexos.
- Siembra Petrolera, mediante la aplica-

ción de los ingresos petroleros para generar formas y núcleos productivos, a fin de lograr el desarrollo integral del país incorporando nuevas fuentes de ingresos en actividades no petroleras, convirtiéndose en un instrumento para el desarrollo endógeno del país.

- Contribuir al posicionamiento geopolítico del país en el ámbito internacional, fortaleciendo el rol estratégico de Venezuela como productora y suplidora confiable y segura de hidrocarburos y sus derivados, manteniendo su presencia en los mercados tradicionales y con penetración, además, en mercados emergentes y la integración con los países del Caribe y del Cono Sur.
- Fortalecimiento de nuevas reservas, mediante la incorporación de nuevas reservas en especial a través de las certificaciones de los volúmenes correspondientes a la FPO.

**En cuanto a los objetivos estratégicos del Plan Siembra Petrolera 2011–2015, éstos se focalizan en los siguientes aspectos:**

- Aceleración del desarrollo de la FPO para la incorporación de 3,8 MMBD de producción al año 2030.
- Desarrollo del gas Costa Afuera para satisfacer el mercado interno y exportar a mercados estratégicos.
- Impulso al desarrollo socialista integral del país y el equilibrio territorial.
- Absoluta soberanía sobre el recurso petrolero y gasífero.

<sup>6</sup> Políticas y Estrategias para el Sector de Hidrocarburos, Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A., Asamblea de Accionistas de 2 de Julio de 2010

### Principales metas para el año 2015:

- Incrementar la capacidad de producción de crudo hasta 4.150 MBD, de los cuales 2.279 MBD corresponderán a Gestión Directa; 555 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 661 MBD a empresas mixtas de la FPO, 655 MBD a nuevas empresas mixtas en la FPO.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,5 MMBD.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 4,0 MMBD.
- Aumentar la producción de gas natural a 13.890 MMPCD de gas.
- Incrementar la producción de LGN a 281 MBD.
- Desarrollar el Eje Orinoco-Apure a través del pleno desarrollo de la FPO, en los ámbitos de producción, mejoramiento, refinación e industrialización que potencien la región como un importante polo petroquímico.

En virtud de lo expuesto, los grandes retos a los cuales se enfrentará la gerencia de PDVSA en el mediano plazo son: mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y gas natural, las facilidades de producción, proseguir con el mejoramiento de la base y composición de las reservas de petróleo y gas natural, concentrando los esfuerzos de reexploración en las áreas tradicionales y de exploración en nuevas áreas en la búsqueda de crudos condensados, livianos y medianos; así como completar la certificación de reservas de la FPO. Todo ello con el propósito de acelerar el desarrollo de las inmensas reservas de crudos pesados y extrapesados y gas natural con los que cuenta el país.



## 2. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIONES Y PRINCIPALES PROYECTOS

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de inversiones necesitará, en el período 2011-2015 aproximadamente 143 mil millones de dólares para alcanzar al año 2015 una producción sostenible de 4.150 MBD de Crudo y 210 MBD de LGN. PDVSA espera proveer cerca de 78% de los fondos requeridos para este plan (112 mil millones de dólares), 15% por medio de inversiones con terceros (22 mil millones de dólares) y 7% en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco (PSO) (10 mil millones de dólares). La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones de capital del año 2010 y el estimado para el resto del período 2011-2015.





## Desembolsos por Inversiones

(Expresado en millones de dólares)

Real 2010	Desembolsos por Inversiones	2011	2012	2013	2014	2015	Total 2011-2015
91	<b>EXPLORACIÓN</b>	167	175	175	175	175	867
4.783	<b>PRODUCCIÓN ESFUERZO PROPIO</b>	6.064	9.949	8.324	6.704	8.000	39.040
2.238	<b>PRODUCCIÓN DE CRUDO EMPRESAS MIXTAS</b>	4.138	4.285	5.980	7.031	6.599	28.032
2.792	<b>REFINACIÓN EXISTENTE</b>	2.527	3.819	3.100	1.749	1.573	12.768
1.305	<b>DESARROLLO GAS EN TIERRA</b>	1.511	2.628	2.932	2.948	2.507	12.526
11	<b>NUEVAS REFINERÍAS Y MEJORADORES</b>	607	622	3.266	6.556	7.036	18.088
535	<b>COMERCIO Y SUMINISTRO</b>	1.123	714	1.142	891	670	4.541
14	<b>PROYECTO SOCIALISTA ORINOCO</b>	191	835	3.014	3.263	3.931	11.234
368	PDVSA Industrial	125	355	1.455	1.813	1.156	4.904
107	Gas Comunal	40	98	248	141	88	615
1	Desarrollo Urbano	20	34	44	57	74	228
1	Ingeniería y Construcción	2	14	14	14	14	58
63	PDVSA Naval	230	197	554	512	436	1.929
325	PDVSA Agrícola	1.231	346	333	362	1.552	3.825
37	PDVSA Servicios	211	213	203	223	223	1.073
4	PDVSA Asfalto	22	23	23	23	23	114
903	<b>FILIALES NO PETROLERAS</b>	1.881	1.280	2.874	3.145	3.566	12.746
635	<b>OTROS</b>	148	572	572	572	572	2.436
<b>13.307</b>	<b>Total</b>	<b>18.357</b>	<b>24.880</b>	<b>31.380</b>	<b>33.033</b>	<b>34.628</b>	<b>142.278</b>

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

### **a. CRECIMIENTO DISTRITO NORTE-ORIENTE**

El alcance del proyecto, ubicado en el Oriente del país, considera un plan de explotación basado, principalmente, en proyectos de recuperación secundaria por inyección de gas y agua, actividades de perforación y nueva infraestructura para mantener la producción promedio del año 2010 del Distrito Punta de Mata en 427 MBD; y el Distrito Furrial en 443 MBD, alcanzando una producción promedio para la División Oriente de 870 MBD. Esta producción estuvo apalancada principalmente por la ejecución y completación de 103 actividades generadoras con un potencial asociado de 110,6 MBD, así como los respectivos ajustes

de potencial por mejoras en el perfil de producción realizados a 84 pozos (47 Distrito Furrial y 37 Distrito Punta de Mata), y la apertura de 16 pozos cerrados.

Es importante mencionar que, de las actividades generadoras realizadas y completadas, 21 pozos pertenecen a la categoría de perforación con una generación de 55 MBD; 66 pozos a la actividad de Reacondicionamiento y Recompletación (Ra/Rc) con y sin taladro, con un aporte de 48,4 MBD, 6 pozos en la actividad de Inyección Alternativa de Vapor con 1,4 MBD y 10 Estimulaciones y Fracturas generando 5,8 MBD.

En la siguiente tabla se muestra el detalle por Distrito de la actividad generadora de potencial realizada en el año 2010.

<b>AÑO 2010</b>	<b>Distrito Furria</b>	<b>Distrito Punta de Mata</b>	<b>Total División Oriente</b>
Nº de Pozos Perforación	9,0	12,0	21,0
Generación Perforación	25,9	29,1	55,0
Nº de Pozos Ra-Rc	39,0	27,0	66,0
Generación Ra - Rc	28,8	19,6	48,4
Nº de Pozos IAV	6,0	-	6,0
Generación IAV	1,4	-	1,4
Nº de Pozos Estimulación y Fractura	8,0	2,0	10,0
Generación Estimulación y Fractura	5,1	0,7	5,8

El proyecto tiene un presupuesto aprobado de 9.737 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2006 y 2021. El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 1.550 millones de dólares.

### **b. CRECIMIENTO DE LOS DISTRITOS MORICHAL, SAN TOMÉ Y CABRUTICA**

El proyecto tiene como objetivo desarrollar, de forma sincronizada, los planes de explotación del subsuelo y los proyectos de superficie que permitirán contribuir con el compromiso volumétrico de los distritos Morichal, San Tomé y Cabrutica, para mantener una producción promedio de crudo de 879 MBD, con máxima de 1.082 MBD en el año 2024; y una producción promedio de gas asociado de 604 MMPCD.

El proyecto tiene un presupuesto aprobado de 37.068 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2009 y 2030. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 566 millones de dólares.

### **c. NUEVOS DESARROLLOS EN LA FPO**

El Plan Siembra Petrolera contempla la producción de 2.561 MBD de crudo extra-pesado en el año 2021, y el desarrollo de seis mejoradores, con una capacidad de 200 MBD c/u y una inversión estimada en el área de producción de 46.379 millones de dólares hasta al año 2021.

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



Los desarrollos contemplan la producción de crudo 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 dos mejoradores con capacidad para procesar crudo 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, la malaya Petronas y las indias Indian Oil, ONGC y Oil India, los cuales constituyen la empresa mixta PetroCarabobo S.A. desde junio del año 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 PetroIndependencia, también en junio de 2010. Se estima que se inicie la producción temprana en 2012 y se alcance el desarrollo total del campo en el año 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% respectivamente, para la exploración y mejoramiento de las reservas de este bloque.
- **PetroUrica, S.A. (Junín 4):** La Asamblea Nacional aprobó la conformación de la empresa mixta entre PDVSA y China National Petroleum Corporation (CNPC), con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para producir 400 MBD de crudo extrapesado.
- **PetroJunin, 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 crudo mejorado (16 °API) en 2013, hasta llegar a 240 MBD en 2016, con una inversión de 8.300 millones de dólares.
- **Petrobicentenario:** Empresa mixta de refinación, suscrita entre PDVSA y la empresa italiana ENI, prevé la construcción de una refinería con capacidad para procesar 350 MBD de petróleo, ubicada en el Complejo José Antonio Anzoátegui, al norte del estado Anzoátegui. Del mismo modo, fue firmado un Memorándum de Entendimiento para el desarrollo de una planta termoeléctrica con más de 100 MW, la cual será construida 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) constituido por Rosneft, Lukoil, Gazprom, TNK-BP y Surgutneftegaz, con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente; trabajarán en conjunto con PDVSA CVP 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. El proyecto incluye un mejorador.
- **Junín 1 y Junín 8: SINOPEC (CHINA):** En el mes de diciembre de 2010 se firmó Memorándum 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.
- **Junín 11 Consorcio Japonés (Jogmec, Inpex y Mitsubishi):** Se presentó ante el comité guía los resultados del estudio, en donde se concluyó seguir profundizando otros posibles esquemas que permitan la viabilidad del desarrollo, así como la posibilidad de evaluar otros bloques en la Faja.
- El PSO en la FPO, se orientó a la planificación detallada y ejecución de proyectos estructurantes en las siete líneas programáticas definidas para ello: viabilidad 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 activación de otras actividades económicas en la FPO, apoyados en el Comité de Coordinación Interinstitucional para la Planificación del PSO, integrado por diversos 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) Acueduc-



to Ayacucho y e) Desarrollo Urbano de San Diego de Cabrutica. Igualmente la Visualización del Acueducto Carabobo y de la Base Petroindustrial Chaguaramas/Junín.

#### **d. PROYECTO INTEGRAL DE EXPLORACIÓN**

Este proyecto tiene como objetivo el descubrimiento e incorporación de reservas de hidrocarburos por 6.232 MMBls. y de 28.814 MMPCD de gas. El saldo al 31 de diciembre del año 2010 de las obras en progreso se ubicó en 328 millones de dólares. Está conformado por los siguientes subproyectos:

##### **PIEX - FACHADA CARIBE**

Con este proyecto se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 1.798 MMBls. de crudo y de 15.349

MMMPC de gas, para ello se estima invertir 1.343 millones de dólares durante el periodo 2008-2021. Se prevé la adquisición y procesamiento de 35.263 km de datos sísmicos (2D) y 5.442 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 49 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX ANZOÁTEGUI MONAGAS CENTRAL PANTANO**

Se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 1.136 MMBls. de crudo y de 3.379 MMMPC de gas, con una inversión estimada en 465 millones de dólares durante el periodo 2007-2021. Con este proyecto se adquirirán y procesarán 900 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 23 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX NORTE MONAGAS SERRANÍA**

Con este proyecto se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 1.242 MMBls de crudo y de 4.938 MMMPC de gas, para ello se estima invertir 558 millones de dólares durante el periodo 2007-2021. Se tiene prevista la adquisición y procesamiento de 1.800 km de datos sísmicos (2D) y 5.000 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 20 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX ANACO GUÁRICO**

Con este proyecto se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 195 MMBls de crudo y de 1.286 MMMPC de gas, para ello se estima invertir 308 millones de dólares durante el periodo 2009-2019. Con este proyecto se adquirirán y procesarán 3.450 km de datos sísmicos (2D) y 3.574 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 7 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX ZULIA ORIENTAL FALCÓN**

Con este proyecto se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 1.075 MMBls de crudo y de 1.380 MMMPC de gas, para ello se estima invertir 653 millones de dólares durante el periodo 2007-2021. Se prevé la adquisición y procesamiento de 1.600 km de datos sísmicos (2D) y 8.428 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 20 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX CENTRO SUR SUR**

Con este proyecto se espera descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 376 MMBls de crudo y de 347 MMMPC de gas, para ello se estima invertir 264 millones de dólares durante el periodo 2007-2020, con este proyecto se adquirirán y procesarán 2.016 km de datos sísmicos (2D) y 2.275 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 12 pozos exploratorios en el área.

##### **PIEX CENTRO SUR NORTE**

Con este proyecto se esperan descubrir e incorporar reservas de hidrocarburos de 410 MMBls de crudo y de 2.135 MMMPC de gas, estimándose la inversión de 478 millones de dólares durante el periodo 2007-2018 y la adquisición y procesamiento de 1.200 km de datos sísmicos (2D) y 4.424 km<sup>2</sup> de datos (3D), además de la perforación de 25 pozos exploratorios en el área.

#### **e. PROYECTO GAS ANACO**

Este proyecto PGA tiene como objetivo la construcción de cinco centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.559 MMPCND de gas y 34,55 MBD de crudo liviano, con el fin de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y crudo 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 estimada es de 3.876 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 2010 es aproximadamente 1.926 millones de dólares.

## f. PROYECTO GAS SAN TOMÉ

El 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:

La construcción y adecuación de estaciones de flujo, estaciones de descarga, una planta de tratamiento e inyección de agua y plantas compresoras con capacidad para 120 MMPCD / 24 MBHP, 290 MMPCD / 58 MBHP y 130 MMPCND / 26 MBHP.

Construcción de 143 km del sistema de recolección de gas en baja presión, 168 km de líneas de flujo, 205 km oleoductos y sistema de transmisión de gas en alta presión.

El costo total estimado del proyecto es de 1.400 millones de dólares, y se estima que culmine en el segundo trimestre del 2016. El monto ejecutado de las obras

en progreso, al cierre del año 2010 es de aproximadamente 121 millones de dólares.

## g. COMPLEJO CRIOGÉNICO DE OCCIDENTE

El proyecto CCO tiene como objetivo optimizar el esquema de procesamiento del gas natural en la región occidental del país. Este proyecto incluye el diseño y construcción de la infraestructura necesaria para procesar 950 MMPCD de gas y un factor de recobro de etano de 98%, como reemplazo de las instalaciones de extracción existentes que presentan más de 20 años en operación.

*Contempla la construcción y puesta en operación de la siguiente infraestructura:*

- Dos trenes de extracción con capacidad para procesar 950 MMPCD de gas natural, producir 62MBD de etano y hasta 70 MBD de LGN. Un tren de fraccionamiento de LGN con capacidad para procesar 35 MBD que permitirá incrementar la capacidad instalada en Occidente.
- Redes de tuberías para alimentar con gas al CCO y distribuir a los diferentes clientes de la región los productos procesados en el complejo. Se estima el tendido de 12.011 km de redes de tuberías en tierra y 78 km en lago.

La inversión estimada es de 2.659 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el tercer trimestre del año 2015. El monto ejecutado de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2010,

es de aproximadamente 374 millones de dólares.

## h. AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE FRACCIONAMIENTO JOSÉ

El proyecto ACFJ tiene como objetivo el aumento de la capacidad de fraccionamiento de LGN en José 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 - José de 110 km de 26 pulgadas de diámetro.
- V Tren de Fraccionamiento LGN (50 MBD).
- Servicios Industriales.
- Tanques Refrigerados.
- Tren de refrigeración mecánica con propano para 100 MBD.
- Tanques atmosféricos.
- Esferas Presurizadas.
- Adecuación del Terminal marino.

En el año 2010, se ejecutaron actividades relacionadas con la Ingeniería de Detalle del V Tren de Refrigeración y la construcción del Poliducto San Joaquín-José, entre otras. La inversión total estimada es de 651 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine a finales del año 2014. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 187 millones de dólares.

## i. 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, así como la construcción de un Poliducto de 10 pulgadas para transportar LGN desde Soto hasta San Joaquín y la Infraestructura Eléctrica que garantiza la autosuficiencia eléctrica de la planta y que aporte al servicio eléctrico nacional;





garantizando con su operación, el aprovechamiento de las corrientes de gas provenientes del área Mayor de Oficina (AMO) y Distrito San Tomé para cumplir con mercado interno y el suministro de Propano a futura producción de Etano a la empresa petroquímica. El proyecto contempla la ejecución de:

- Modulo de Procesamiento de Gas (200 MMPCED).
- Poliducto de 10 pulgadas Soto - San Joaquin 35 km.
- Infraestructura Eléctrica - 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 2010 es aproximadamente 99 millones de dólares.

## j. IV TREN SAN JOAQUÍN

El proyecto tiene como objetivo construir las instalaciones de procesos y servicios de una planta de extracción de LGN, que permita el incremento de la capacidad de procesamiento en el área de Anaco en 1.000 MMPCD, con un 98% de recobro de propano (C3+), generando 50 MBD de LGN y 890 MMPCD de gas residual a los sistemas de transporte de gas al mercado interno, contribuyendo al desarrollo potencial de la industria petrolera, petroquímica y social del país. El proyecto tiene como fecha pronóstica de culminación el segundo trimestre del 2015. Contempla la ejecución de:

- V Tren de extracción profunda de LGN, con una capacidad de 1000 MMPCD, cuyo diseño contempla dos fases: Fase I con 98% de recobro de C3+ y una producción de 50MBD; Fase II, con 98% de recobro de C2 y 100 % de recobro de C3+.
- Nueva infraestructura administrativa, operacional, vialidad y de servicio de la planta de extracción San Joaquín.

El costo estimado es de 1.521 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 392 millones de dólares.

## k. PIRITAL I

El proyecto tiene como objetivo ejecutar 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 Piritál, estado Monagas. Se estima su finalización en el primer trimestre del año 2015.

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 C2+.
- Facilidades para el recobro de etano.
- Servicios industriales requeridos.
- 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 Piritál es 1.681 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente de 14 millones de dólares.

## l. INTERCONEXIÓN CENTRO ORIENTE-OCCIDENTE

El Proyecto ICO tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región este y central de la República Bolivariana de Venezuela (Anaco, estado Anzoátegui a Barquisimeto, estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, estado Zulia y CRP, estado Falcón), a fin de cubrir la demanda de

gas en esa zona del país, expandir la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación, y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. Este proyecto incluye el diseño, ingeniería, procura y construcción de un gasoducto de 300 km de longitud y 30 a 36 pulgadas de diámetro; tres 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. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente de 110 millones de dólares.

## m. SISTEMA NOR ORIENTAL DE GAS

El proyecto SINORGAS tiene como objetivo la construcción de una Infraestructura de transporte de gas necesaria para manejar los volúmenes de gas a producirse en los desarrollos Costa Afuera en la región nororiental del país, desde Güiria 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 el año 2014.

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 2010 es aproximadamente 711 millones de dólares.

## n. JUSEPÍN 120

El proyecto tiene como propósito minimizar la emisión de gases del Complejo Jusepin con la instalación de cuatro motocompresores nuevos con manejo de 30 MMPCD de Gas, cada uno, mejorando la flexibilidad operacional para disminuir el cierre de producción por mantenimientos programados.

El costo total estimado del proyecto es de 169 millones de dólares, y se estima que culmine en el mes de Abril del 2011. El monto ejecutado de las obras en progre-

so, al cierre del año 2010 es de aproximadamente 43 millones de dólares.

## **O. PROYECTO MARISCAL SUCRE<sup>7</sup>**

Consiste en la perforación de 36 pozos, la construcción de dos plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarina, 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. El proyecto se despliega en el estado Sucre y zona marítima al norte del mismo, puntualmente en las ciudades: Cumaná (área administrativa), Carúpano (Centro de adiestramiento y base de operación) y Guiría (Base de operaciones).

El proyecto tendrá una inversión aproximada de 9.735 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 2.879 millones de dólares.

## **P. PLATAFORMA DELTANA**

El Proyecto Plataforma Deltana está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km<sup>2</sup>, en los cuales, existe una serie de reservas de hidrocarburos que se extienden a través de

la Línea de Delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago.

En este sentido, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con este país vecino, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación en zonas, en las cuales, existen tales 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 entre la República de Trinidad y Tobago, firmado el 20 de marzo de 2007.

*Los proyectos asociados a los 5 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)**

El Proyecto tiene como finalidad monetizar las reservas de gas natural no asociado de los Yacimientos del bloque 1 de Costa Afuera Oriental, a través del desarrollo 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 a Exportación. El Proyecto comenzó en el año 2007 con el proceso de unificación de yacimientos con Trinidad y Tobago. A la fecha se continúa a la espera por negociación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago.

### **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 y desarrollo de la economía regional y nacional promoviendo la participación nacional. Es importante resaltar que el bloque 3 no requiere de proyecto de unificación de yacimientos ya que los mismos se encuentran del lado de Venezuela.

## **BLOQUE 3**

El bloque 3 de Plataforma Deltana no requiere unificación por no tener yacimientos compartidos con Trinidad y Tobago, es decir, que los mismos se encuentran del lado de Venezuela. A la fecha en este bloque no se han descubierto reservas comerciales ni se han definido campos.

<sup>7</sup> Este proyecto está enmarcado a partir de este año, en el proyecto Delta Caribe Oriental



## BLOQUE 4 – PROYECTO DE UNIFICACIÓN DE YACIMIENTOS ENTRE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA Y TRINIDAD Y TOBAGO (CAMPO COCUINA - MANAKIN)

Este proyecto tiene como objetivo llevar a cabo 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.

El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 249 millones de dólares.

### q. PROYECTO AUTOGAS

Este proyecto tiene como objetivo liberar combustible (gasolinas) del mercado interno, a través de la construcción de puntos de expendio de gas natural vehicular (GNV) y conversión de vehículos al sistema dual (gasolina-gas) a nivel nacional, que permitan el cambio en el patrón de consumo de combustibles líquidos a gaseosos.

Contempla la implantación a nivel nacional de 457 nuevos puntos de expendio de GNV y reactivar 141 puntos en estaciones de servicio existentes. Construcción de 40 centros de conversión en instalaciones de PDVSA para ser operados por EPS y la contratación de 138 centros de conversión y la adquisición de 25 centros móviles, con el fin de convertir 410.000 vehículos para uso de GNV en 14 estados hasta el año 2012, incluyendo el aporte de las ensambladoras y comercializadoras, de acuerdo con la resolución 191, publicada en Gaceta Oficial N° 38.967.

Cabe mencionar que en la Resolución N° 064, de la Gaceta Oficial N° 39.181, de fecha 14 de Mayo del año 2009, se establecen las Normas Conforme que las empresas ensambladoras, fabricantes, importadoras y comercializadores de Vehículos Automotores, así como los Órganos y En-

tes del Ejecutivo Nacional deben cumplir en su participación en el Programa de Gas Natural Vehicular (GNV).

Así mismo, de acuerdo al artículo N° 25 de la Resolución antes mencionada, el proyecto Autogas debe realizar la procura de 300 autobuses y minibuses dedicados a gas natural vehicular. En ese mismo orden de ideas, el Ejecutivo propuso un programa de intercambio de 350 vehículos viejos con alto consumo de combustibles líquidos por vehículos nuevos tipo sedán con alta autonomía de gas y bajo consumo de gasolina.

Por otra parte, según lo establecido en el Artículo N° 15 de dicha Resolución PDVSA debe asumir todos los costos asociados a la conversión y mantenimiento de los vehículos duales (equipos, materiales y mano de obra) generados por ensambladoras y comercializadoras, con el fin de desarrollar el programa Autogas, realizar el mantenimiento de la infraestructura, asegurar la continuidad operacional y el suministro eficiente del GNV, entre otros.

El saldo de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 480 millones de dólares.

### r. PROYECTO RAFAEL URDANETA

Este proyecto está orientado hacia la ejecución de actividades de exploración en el Golfo de Venezuela, principalmente en los campos Róbaló, Merluza, Liza y Sierra, con el fin de producir 1.000 MMPCD de gas, que serán destinados al mercado interno y el excedente, para oportunidades de negocio internacional. Adicionalmente, este proyecto contempla el desarrollo de infraestructura para la producción de gas Costa Afuera, las tuberías necesarias para el transporte del gas y los condensados, una planta de licuación de gas y las facilidades de embarque necesarias para manejar buques modernos de LGN.

En este proyecto se realizó un importante hallazgo de gas natural con la per-

foración del Pozo Perla 1X ubicado en el bloque Cardón IV, al norte del estado Falcón, a través de las empresas licenciatarias REPSOL de España y ENI de Italia; dicho descubrimiento abarca alrededor de 8 billones de pies cúbicos de Gas Original En Sitio (GOES), lo cual representa un hecho histórico en nuestro país. Otro aspecto importante a destacar, es la profundidad de agua del área donde se encuentra el yacimiento, de aproximadamente 60 metros; así como la cercanía del pozo con diferentes facilidades de infraestructura y distribución, como el Centro de Refinación Paraguaná (CRP), en el estado Falcón, lo cual significa que el desarrollo de este campo podrá realizarse en un corto período de tiempo.

*En el año 2010, se ejecutaron las siguientes actividades en los Proyectos Cardón IV, Cardón II, Cardón III y Urumaco Bloque II.*

- **Cardon IV:** Licencia: Noviembre 2005 / REPSOL /Eni. El Bloque Cardón IV tiene una extensión de 924 km<sup>2</sup>. Este bloque fue asignado a las empresas ENI y REPSOL. El pozo Perla-1X es el primer pozo exploratorio perforado en este bloque. Se confirmó la existencia del reservorio y se sometieron oficialmente ante MENPET, Reservas Probadas en el orden de 6,3 BPC de Gas y 122 MMBN de Condensado. Se estiman Reservas Probables en el orden de 2,6 BPC de Gas y 49 MMBN de Condensado. En el año 2010 se perforaron los pozos: Perla 2 ST2, Perla-3X y Perla-4X.
- **Cardon II:** Licencia: Junio 2006 / PDVSA. El proyecto se encuentra en fase de reevaluación geológica del área (PGO Golfo de Venezuela).
- **Cardon III:** Licencia: Septiembre 2005 / Chevron. En el año 2009 se inició la perforación Pozo Tuna-1X, 22 Abril 2009.
- **Moruy Bloque II:** Licencia: Noviembre 2005 / Teikoku / Total. Este bloque tiene



el pozo Atún-1X, el cual tiene una profundidad final de 12.100 pies.

- **Urumaco Bloque I:** Licencia: Septiembre 2005 / Gazprom. Se procedió a una redefinición técnica del marco geológico de Urumaco Bloque I en base a los resultados obtenidos en los pozos Coral 1X, Perla 1X y Perla 2X junto con estudios regionales llevados a cabo por EyP, Intevep y CVP. Estos resultados fueron integrados con Urdaneta Gazprom y el Instituto VNIIGAZ de Gazprom. Urdaneta Gazprom comenzó negociaciones con MENPET a fin de definir el futuro de la licencia otorgada en Urumaco Bloque I.
- **Urumaco Bloque II:** Licencia: Septiembre 2005 / Gazprom. Se definió la prognosis de la localización exploratoria del Pozo Bonito-AX con una profundidad final de 20.000 pies.

## S. CONVERSIÓN PROFUNDA EN LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de crudos pesados de la FPO en la Refinería Puerto La Cruz, a través de la tecnología venezolana HDH Plus, aumentando así la producción de combustibles para cubrir la demanda interna y de exportación, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera. Este proyecto contempla poner en marcha la unidades para procesar un total de 210 MBD distribuidos en 170 MBD de cru-

do 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 2013. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 814 millones de dólares.

## T. CONVERSIÓN PROFUNDA EN LA REFINERÍA EL PALITO

Este proyecto tiene como objetivo la expansión de la Refinería El Palito de 140 MBD a 280 MBD para procesar crudo 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 el año 2014. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2010 es aproximadamente 352 millones de dólares.

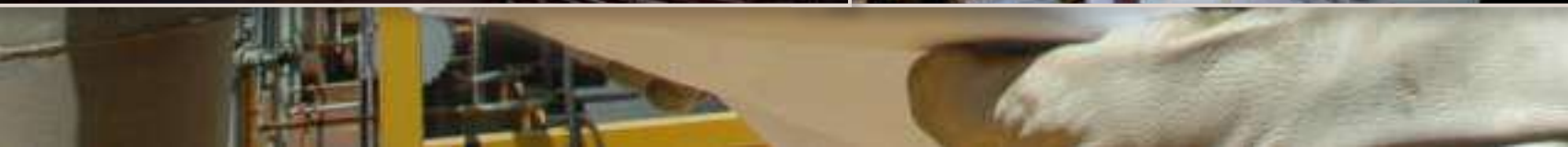
## U. CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS REFINERÍAS EN LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

La Refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 100 MBD crudo, con la finalidad de producir GLP, ga-

solina regular y premium, diesel automotor, querosén, fuel oil y asfalto de penetración 60/70, 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 (2012/2014) y representa una inversión de 2.973 millones de dólares. El desembolso asociado al cierre de diciembre 2010 fue de aproximadamente 33 millones de dólares.

Se está diseñando la Refinería Cabruta para procesar 221 MBD de petróleo de 8,5 °API de la FPO, con una inversión total de 14.259 millones de dólares. Su propósito es producir insumos para la industria petroquímica, tales como etileno, propileno, benceno y p-xileno, además de combustibles con especificaciones de calidad para los mercados nacional e internacional (gasolina, combustible jet y diesel). El esquema de desarrollo contempla tres etapas: la implantación progresiva de unidades de procesos inicialmente para mejoramiento del crudo, prevista para el año 2017; una segunda etapa como refinería de combustibles para el mercado local (año 2022); y por último, como refinería para producir insumos básicos petroquímicos (año 2027). La Refinería se ubicará en Cabruta, al sur del estado Guárico.









**PRINCIPALES  
ACTIVIDADES**





## 1 | EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Las actividades de exploración son realizadas en territorio venezolano y en otros países como Bolivia, Argentina, Cuba, Ecuador y Uruguay. Las actividades de producción se realizan únicamente en territorio venezolano, principalmente por PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y las empresas mixtas de CVP.

### a. RESERVAS

Todas las reservas de petróleo y gas natural están situadas en el territorio venezolano, son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, estimadas por PDVSA y oficializadas por el MENPET, 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 aquellos necesarios 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 prevaletes. 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, a medida que se disponga de mayor información. 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; y no desarrolladas, las cuales son volúmenes que se esperan recuperar mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no drenadas o con la completación de pozos existentes.

Las reservas de hidrocarburos son reajustadas anualmente para considerar, entre otras cosas, 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 el año 2010, la producción fue de 1.084 MMBls de petróleo (2.970 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010 de 64.924 MMBls. La producción comercial de petróleo en la República Bolivariana de Venezuela 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 el año 2006 y que abarca el Norte del estado Sucre, el estado Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas. La producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2010, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.655 MMBls, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.408 MMBls; en la cuenca Oriental es de 20.861 MMBls; la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada.



La siguiente tabla 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 2010:

Al 31 de diciembre de 2010, 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.

### Reservas y producción de la República Bolivariana de Venezuela

Cuenca	Probadas (1)	Probadas Desarrolladas	2010 Producción (5)	Relación Reservas Probadas/Producción
	(MMBls al 31/12/2010)		(MBD)	(años)
<b>Petróleo</b>				
Maracaibo-Falcón	19.956	5.138	830	66
Barinas-Apure	1.230	268	61	55
Oriental (2)	275.240	8.842	2.079	363
Carúpano	75	-	-	-
<b>Total Petróleo</b>	<b>296.501</b>	<b>14.248</b>	<b>2.970</b>	<b>274</b>
<b>Gas Natural en MMBpe (3)</b>				
Maracaibo-Falcón	5.866	1.109	131	123
Barinas-Apure	64	26	7	25
Oriental (4)	25.164	5.121	552	125
Carúpano	2.543	-	-	-
<b>Total Gas Natural en MMBpe</b>	<b>33.637</b>	<b>6.256</b>	<b>690</b>	<b>134</b>
<b>Total Hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>330.138</b>	<b>20.504</b>	<b>3.660</b>	<b>247</b>

(1) Desarrolladas y no desarrolladas.

(2) Incluye petróleo extrapesado: reservas probadas de 256.226 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.608 MMBls, producción de 838 MBD y relación reservas probadas/producción de 838 años.

(3) Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural inyectado). El factor de conversión es de 5,8 MPC/Bls.

(4) Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 6.347 MMBPe al 31 de diciembre de 2010.

(5) Total petróleo no incluye 5 MBD de condensado de planta.

La siguiente tabla muestra la ubicación, el volumen de producción, año del descubrimiento, reservas probadas y la relación de las reservas probadas, con respecto a la producción anual para cada uno de los campos de petróleo más grandes de PDVSA, al 31 de diciembre de 2010:

### Reservas probadas y producción de los principales campos

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2010

Nombre del Campo	Ubicación (Nombre del estado)	Producción 2010 (MBD)	Año del Descubrimiento	Reservas Probadas (MMBls)	Relación de Reservas Probadas/Producción (años)
Zuata Principal	Anzoátegui	247	1985	53.750	597
Machete	Guárico	-	1955	42.465	-
Iguana Zuata	Anzoátegui	-	1981	33.965	-
Cerro Negro	Anzoátegui	129	1979	32.342	686
Cerro Negro	Monagas	199	1979	23.083	318
Zuata Norte	Anzoátegui	33	1981	9.421	776
Makiritare	Anzoátegui	-	1979	7.536	-
Lache	Anzoátegui	-	1979	6.719	-
Mamo	Anzoátegui	-	1980	6.611	-
Río Negrino	Anzoátegui	-	1979	6.224	-
Huyapari	Anzoátegui	145	1979	4.299	81
Tía Juana Lago	Zulia	113	1925	3.700	89
Guahibo	Anzoátegui	-	1979	2.772	-
Bare	Anzoátegui	91	1950	1.969	59
Mulata	Monagas	228	1941	1.807	22
Bloque VII: Ceuta	Zulia	120	1956	1.628	37
Bachaquero Lago	Zulia	67	1930	1.601	66
Farante	Anzoátegui	-	1980	1.588	-
Kuripaco	Anzoátegui	-	1980	1.488	-
Dobokubi	Anzoátegui	14	1981	1.422	283
Boscán	Zulia	96	1945	1.344	38
El Furrial	Monagas	396	1986	1.329	9
Mamo	Monagas	-	1980	1.173	-



## RESERVAS DE PETRÓLEO

Los niveles de las reservas probadas de petróleo, al cierre del año 2010, se ubicaron en 296.501 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 19.956 MMBls Maracaibo-Falcón; 1.230 MMBls Barinas-Apure; 275.240 MMBls Oriental y 75 MMBls Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 258.329 MMBls de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 3.791 MMBls y a crudo extrapesado 254.538 MMBls. La FPO pertenece a la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela.

Durante el año 2010, se destaca la incorporación de 86.411 MMBls de reservas probadas, de los cuales 200 MMBls fueron por descubrimientos y 86.211 MMBls por revisiones, principalmente realizadas en la FPO, dentro del Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR). En el año 2009, el incremento de reservas fue de 39.949 MMBls, en el año 2008 de 74.143 MMBls; en el año 2007, 13.198 MMBls y en el año 2006, 8.504 MMBls.

En cuanto a la tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido, te-

nemos que en los años 2010, 2009, 2008, 2007 y 2006, fue de 7.972%, 3.622%, 6.194%, 1.154% y 713% respectivamente. 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 el año 2010, el incremento se debe principalmente al esfuerzo realizado en la incorporación de las reservas de la FPO.

De acuerdo con los niveles de producción del año 2010, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 274 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, el cual cuenta, hasta ahora, con un avance de 94% en la incorporación de reservas de petróleo, es decir 220 MMBls de los 235 MMBls planificados hasta el año 2010.

## RESERVAS DE GAS NATURAL

La República Bolivariana de Venezuela cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 195.096 MMMPCN (33.637 MMBpe) al 31 de diciembre de 2010, de los cuales 36.812 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, 35.681 MMMPCN están asociadas a crudo extrapesado presente en las cuencas Oriental y Barinas-Apure. Las reservas de gas natural de PDVSA son, en su mayoría, de gas asociado el cual se produce conjuntamente con el petróleo y una alta proporción de estas reservas probadas son desarrolladas.

Durante el año 2010, se inyectaron 1.080 MMMPCN con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 42% del gas natural que se produjo.

Las reservas de gas por cuenca, se distribuyen de la siguiente manera: 5.866 MMBpe Maracaibo-Falcón, 64 MMBpe Barinas-Apure, 25.164 MMBpe Oriental y 2.543 MMBpe Carúpano. Durante el año 2010, se incorporaron 3.047 MMBpe, de los cuales 1.545 MMBpe fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 1.502 MMBpe por revisión de yacimientos existentes.



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

### Reservas probadas de la República Bolivariana de Venezuela al 31 de diciembre de 2010

Expresadas en millones de barriles (MMBls), a menos que se indique lo contrario

	2010	2009	2008	2007	2006
<b>RESERVAS PROBADAS</b>					
Condensado	1.977	1.844	1.788	1.826	1.870
Liviano	10.229	10.390	9.867	9.981	9.735
Mediano	10.437	10.822	11.333	11.939	12.345
Pesado	17.630	17.852	17.724	17.458	17.391
Extrapesado (1)	256.228	170.265	131.611	58.173	45.983
<b>Total petróleo</b>	<b>296.501</b>	<b>211.173</b>	<b>172.323</b>	<b>99.377</b>	<b>87.324</b>
<b>Relación de Reservas/Producción (Años)</b>	<b>274</b>	<b>192</b>	<b>144</b>	<b>87</b>	<b>73</b>
Gas natural (MMMPCN)	195.096	178.877	176.015	170.920	166.249
Gas natural (MMBpe)	33.637	30.841	30.347	29.469	28.664
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>330.138</b>	<b>242.014</b>	<b>202.670</b>	<b>128.846</b>	<b>115.988</b>
<b>RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS</b>					
Condensado	400	399	346	381	407
Liviano	2099	2.209	2.221	2.404	2.760
Mediano	2474	2.875	3.431	3.747	4.812
Pesado	4666	4.822	4.631	5.024	5.333
Extrapesado	4609	4.749	5.669	3.981	6.308
<b>Total Petróleo</b>	<b>14.248</b>	<b>15.054</b>	<b>16.298</b>	<b>15.537</b>	<b>19.620</b>
Gas natural (MMMPCN)	36.283	36.682	38.682	105.154	110.108
Gas natural (MMBpe)	6.256	6.324	6.669	18.130	18.985
<b>Total hidrocarburos en MMBpe</b>	<b>20.504</b>	<b>21.378</b>	<b>22.967</b>	<b>33.667</b>	<b>38.605</b>
<b>Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas</b>					
Petróleo	5%	7%	9%	16%	22%
Gas natural	19%	21%	22%	62%	66%

(1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situadas en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se ubican, al cierre de diciembre de 2010 en 254.538 MMBls, aproximadamente.

### NUEVOS DESCUBRIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

En el año 2010 se destaca el descubrimiento de tres nuevos yacimientos: uno como resultado de la perforación del pozo SSW 63X en el Campo Silvestre (área tradicional de Barinas), un descubrimiento en el Campo Bejucal por el Pozo BEJ0013 (área tradicional de Barinas) y otro descubrimiento importante en el Campo Perla en Cardón IV del Golfo de Venezuela, área Costa Afuera de Occidente.





## b. EXPLORACIÓN

La actividad exploratoria durante el año 2010, fue realizada de conformidad con lineamientos estratégicos, enmarcados en el Plan Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013 y las directrices de PDVSA establecidas en el Plan Siembra Petrolera, específicamente en el 4º eje, referido al crecimiento de áreas tradicionales.

Como resultado de la gestión llevada a cabo por Exploración durante el año 2010, se logró incorporar Reservas (Probadas y Probables), estimadas en 3,9 MMBIs de petróleo y 0,007 MMMPC de gas, asociada al descubrimiento del yacimiento BUR SSW-063, por el pozo SSW-63X.

### Esfuerzo de exploración (Reservas Probadas + Probables)

Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBIs	MMMPCG	MMBIs	MMMPCG	MMBIs	MMMPCG
Centro Sur	SILVESTRE-SE	SSW-63X	1,6	0,003	2,3	0,004	3,9	0,007
<b>Total</b>			<b>1,6</b>	<b>0,003</b>	<b>2,3</b>	<b>0,004</b>	<b>3,9</b>	<b>0,007</b>

La actividad llevada a cabo por los Proyectos de estudios exploratorios durante el año 2010, 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 2010 se ejecutaron 29 Proyectos de estudios exploratorios (23 Proyectos Nacionales y 6 Proyectos Internacionales), los cuales tenían como objetivo

investigar un volumen total de expectativas estimadas en 41.992 MMBIs de crudo y 90.736 MMMPC de gas asociadas a los proyectos nacionales, y en el ámbito internacional 2.953 MMBIs de crudo y 25.159 MMMPC de gas para los proyectos llevados a cabo por Exploración. Geográficamente los proyectos nacionales se encuentran ubicados en las áreas de: Oriente, Occidente, Centro Sur y Costa Afuera; y a nivel internacional en las Repúblicas de Bolivia, Argentina, Cuba, Ecuador y Uruguay, países con los cuales la República Bolivariana de Venezuela ha firmado convenios de cooperación. Al cierre del pe-

ríodo, finalizaron los siguientes proyectos nacionales: Capiricual Fase I/II, Abatuco y Norte de Monagas (Oriente), Framolac Fase I (Occidente), Reexploración Centro Sur Barinas (Centro Sur) y Fachada Atlántica (Costa Afuera) En cuanto a los proyectos internacionales finalizaron Argentina Fase I y II y el proyecto Uruguay.

Entre los resultados obtenidos con los proyectos de estudios exploratorios nacionales se tiene:

- La oficialización ante el MENPET de las reservas probadas descubiertas por el pozo J-496X en el año 2009 con una volumetría asociada de 22,3 MMBIs de



crudo y 54,1 MMMPC de gas. El total de Reservas Probadas+Probables para el pozo J-496X se estimó en 79,2 MMBls de crudo y 192,3 MMMPC de gas.

- Entrega oficial a Producción del área de Reservas Probadas del yacimiento NARS J 496, correspondiente al segmento estructural investigado por el pozo J-496X, Campo Jusepín para ser explotadas a través de un plan conceptual.
- Presentación ante el MENPET de los resultados del Proyecto Generación de Prospecto Norte de Monagas. Diagnóstico para la Propuesta de Homologación de la Nomenclatura Estratigráfica, en los campos ubicados en el área norte de Monagas.
- Oficializadas ante el MENPET la incorporación de Reservas Probadas+Probables del pozo SSW-63X (3,9 MMBls de crudo y 0,007 MMMPC de gas).
- Incorporación de 35 nuevas oportunidades a la Base de Recursos de Exploración con un volumen de expectativas estimadas en el orden de los 1.105 MMBls de crudo y 1.849 MMMPC de gas.

En cuanto a la Actividad Operacional de Geofísica, durante el año 2010 se adquirieron 726 km de sísmica bidimensional en el área centro sur del proyecto Mantecal Oeste 07G. Las actividades de reprocesamiento alcanzaron un avance de 99%. El proyecto Barracuda 10G 3D, inició las actividades de movilización al cierre del período y se adquirieron 97,4 km<sup>2</sup> de sísmica tridimensional. Adicionalmente, continúan las actividades iniciadas en años anteriores relacionadas con los proyectos Dragón Norte 08G 3D (2.771 km<sup>2</sup>) y Oro Negro 07G 3D (761 km<sup>2</sup>). Los datos de Oro Negro están siendo procesados en el centro de procesamiento de datos geofísicos, en Maracaibo, lo que representa un total de 20.686 registros válidos. También se ejecutaron las actividades previas a la fase de adquisición para el resto de los proyectos sísmicos: Guafita La Victoria 2D, Barinitas Las Lomas 3D, Pantano Oriental y Barinitas Este 3D.

En relación con la actividad operacional de perforación exploratoria, se trabajaron cuatro pozos: uno en el Oriente del país (TRV-6X) y tres en el área centro sur (BOR-55X, SSW-63X y la profundización GF-219). El balance al cierre del período es de: un pozo completado (SSW-63X), dos pozos abandonados mecánicamente (BOR-55X y profundización GF-219) por no alcanzar los objetivos esperados, y uno en perforación (TRV-6X).

## Actividad de Perforación

### Número de pozos

Actividad de Perforación	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Pozos Exploratorios:</b>					
Pozos completados	1	3	2	5	4
Pozos suspendidos	-	1	-	1	1
Pozos bajo evaluación	-	-	1	-	5
Pozos en progreso	1	-	2	3	2
Pozos secos o abandonados	2	1	-	2	7
<b>Total Pozos Exploratorios Trabajados</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>19</b>
<b>Pozos de Arrastre</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>10</b>
<b>Pozos de Desarrollo Perforados (1)</b>	<b>368</b>	<b>495</b>	<b>604</b>	<b>566</b>	<b>543</b>

(1) Pozos en progreso, incluye los iniciados en años anteriores. Se encuentran discriminados de la manera siguiente para el año 2010: 341 de PDVSA Petróleo (considerando 5 pozos perforados por la Div. Costa Afuera, los cuales todavía no están completados mecánicamente) y 27 pozos de PDVSA Gas; esto no incluye 97 pozos de las empresas mixtas Liviano-Mediano y 117 pozos de empresas mixtas de la FPO, para un total de 582 pozos.





### c. PRODUCCIÓN

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, al cierre del año 2010, alcanzó un total de 3.514 MBD, de los cuales 2.522 MBD corresponden a gestión directa (1.081 MBD en Oriente, 870 MBD en Occidente, 63 MBD en centro sur y 508 MBD en la FPO), 458 MBD corresponden a empresas mixtas liviano-mediano y 534 MBD a las empresas mixtas de la FPO. En el año 2010, la producción fiscalizada total de petróleo en la República se ubicó en 2.975 MBD.

## Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo a Nivel Nacional

Para los años terminados al 31 de Diciembre, en miles de barriles por día

PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO (1)	2010	2009	2008	2007	2006
Gestión directa (2)	2.130	2.269	2.382	2.292	2.315
Empresas mixtas liviano - mediano (3)	373	349	378	316	241
Empresas mixtas de la FPO (4)	472	394	446	-	-
Crudo extrapesado (menos de 8 grados API) (5)	-	-	-	29	15
Participación de PDVSA en las asociaciones de la FPO (4)	-	-	29	267	219
Convenios operativos (3)	-	-	-	-	116
Convenios de exploración a riesgo	-	-	-	-	1
<b>Total producción propia de PDVSA</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>	<b>2.907</b>
Participación de terceros en las asociaciones de la FPO	-	-	25	246	343
<b>Producción Nación</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.260</b>	<b>3.150</b>	<b>3.250</b>

(1) 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 crudo bajo el siguiente esquema: gestión directa, empresas mixtas liviano-mediano y empresas mixtas de la FPO.

(2) Incluye petróleo crudo condensado de planta.

(3) A partir del 1° de abril de 2006, se produjo la migración de los convenios operativos al esquema de empresas mixtas.

(4) En la Gaceta Oficial N° 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, Petrocedeño, 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 Nros. 38.846, 38.847 y, 38.884, respectivamente.

(5) Orientada a la producción de Orimulsión® dejó de producirse en el año 2007.

La producción propia promedio de petróleo atribuible a PDVSA en el año 2010 fue de 2.975 MBD, que incluye en gestión directa 2.130 MBD (869 MBD en Oriente, 624 MBD en Occidente, 61 MBD en centro sur, 544 MBD en la FPO y 32 MBD en PDVSA Gas), empresas mixtas liviano-mediano 373 MBD y empresas mixtas de la FPO de 472 MBD. Durante el año 2010, el costo promedio de producción de petróleo fue de 5,53 US\$/Bpe.

En promedio, durante el año 2010, la producción de gas natural Nación fue de 6.961 MMPCD (1.200 MBPE), de la cual 2.958 MMPCD fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 4.003 MMPCD.

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

## Producción de PDVSA, Precio de Venta y Costo de Producción Promedio

*Expresadas en millones de barriles (MMBls), a menos que se indique lo contrario*

	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Producción de Petróleo</b>					
Condensado	96	103	141	133	125
Liviano	577	578	579	589	642
Mediano	863	941	911	911	1.020
Pesado + Extrapesado	1.439	1.390	1.604	1.271	1.120
<b>Total Petróleo</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>	<b>2.907</b>
Líquidos del Gas Natural (LGN)	147	158	162	172	177
<b>Total Petróleo y LGN</b>	<b>3.122</b>	<b>3.170</b>	<b>3.397</b>	<b>3.076</b>	<b>3.084</b>

<b>Gas Natural (MMPCD)</b>					
Producción Bruta	6.961	6.990	6.904	6.958	7.072
Menos: reinyectado	2.958	2.800	3.081	2.903	3.019
Gas natural neto (MMPCD)	4.003	4.190	3.823	4.055	4.053
Gas natural neto (MBDPE)	690	722	659	699	699
<b>Total Hidrocarburos en Bpe</b>	<b>3.812</b>	<b>3.892</b>	<b>4.056</b>	<b>3.775</b>	<b>3.783</b>

<b>Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca</b>					
Maracaibo-Falcón	832	943	1.084	1.130	1.180
Barinas-Apure	61	71	81	82	87
Oriental	2.082	1.998	2.070	1.692	1.640
<b>Total Petróleo</b>	<b>2.975</b>	<b>3.012</b>	<b>3.235</b>	<b>2.904</b>	<b>2.907</b>

<b>Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)</b>					
Maracaibo-Falcón	849	931	945	1.067	1.123
Barinas-Apure	40	4	46	59	28
Oriental	6.072	6.055	5.913	5.832	5.921
<b>Total Gas</b>	<b>6.961</b>	<b>6.990</b>	<b>6.904</b>	<b>6.958</b>	<b>7.072</b>


Precio Cesta Exportación (US\$/Bl) (1)	72,18	57,01	86,49	64,74	55,21
Precio de venta del gas natural (US\$/MPC)	0,65	1,18	1,63	1,21	1,13

<b>Costos de Producción (US\$/Bpe) (2)</b>					
Incluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	5,53	6,33	7,10	4,93	4,34
Excluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	5,23	5,64	5,84	4,88	4,01

(1) Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas de PDVSA.

(2) 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 lo que respecta a los logros operacionales del Negocio de Producción durante el año 2010, se indican los siguientes:

#### DIVISIÓN ORIENTE:

Los esfuerzos en esta División se concentraron principalmente en los proyectos de recuperación secundaria por inyección de gas y agua, actividades de perforación y nueva infraestructura para mantener la producción promedio del año 2010 de 869,2 MBD. Esta producción estuvo apalancada por la ejecución de 103 actividades generadoras con un potencial asociado de 110,6 MBD, así como los respectivos ajustes de potencial por mejoras en el perfil de producción realizados a 84 pozos (47 Distrito Furrial y 37 Distrito Punta de Mata), y la apertura de 16 pozos cerrados en febrero 2010 por control de energía de Yacimientos en el Distrito Punta de Mata.

Es importante mencionar que de las actividades generadoras realizadas y completadas, 21 pertenecen a la categoría de perforación con una generación de 55 MBD, 66 a la actividad de RA/RC con y sin taladro, con un aporte de 48,4 MBD, 6 pozos en la actividad de inyección alterna de Vapor con 1,4 MBD y 10 estimulaciones y fracturas generando 5,8 MBD. Adicionalmente destaca la puesta en operación de la Planta Jusepín 120, permitiendo incrementar la capacidad en el manejo de 120 MMPCD de gas para la División y la automatización de 32 pozos productores de crudo, con una producción total promedio asociada de 50,2 MBD, logrando su integración al Sistema de Supervisión y Control (SCADA), permitiendo monitorear en tiempo real las variables de operación minimizando la posibilidad de producción diferida.

#### DIVISIÓN OCCIDENTE:

Para el soporte de la producción de esta división obtenida durante el año 2010 se realizaron las siguientes actividades: En materia de perforación, se logró la optimización del espacio requerido para la construcción de localizaciones, mediante la evaluación del diseño original utilizado para taladros de perforación y reparación de 3.000 HP, en el área de Tierra Este Liviano, obteniendo una reducción en el costo de 25% por localización en relación al diseño original. En cuanto a instalaciones de producción, se reestableció una producción de 24,4 MBD, mediante la instalación de 1.040 motores eléctricos para balancines en la unidad de Tierra Este Pesado. En materia de infraestructura, se mejoró la confiabilidad operacional en los Patios de Tanques Lagunillas Sur, Lagunillas Norte, Tasajera, Cabimas y Terminal de Embarque La Salina, mediante la reactivación del sistema de protección catódica.

Adicionalmente, para las operaciones en el Lago, se incrementó la capacidad de generación de vapor mediante la adquisición de 2 gabarras nuevas de inyección de vapor: GIV-14 y GIV-15, con nueva tecnología de osmosis inversa. En materia de recuperación secundaria, se mejoró la confiabilidad operacional e incrementó la inyección de agua, al adecuar las plantas de inyección de agua PIA CL-3,10-1, 18-1, CL-2, 6-9, permitiendo la incorporación de 39 MBD de inyección. Por otra parte, se aumentó de la capacidad de manejo de crudo y la calidad de medición para los pozos, con la ampliación de los múltiples de producción: V-81-A, U-7 y GG-4.



### DIVISIÓN FAJA DEL ORINOCO:

Con un novedoso concepto organizacional, reconoce la importancia geopolítica de la FPO al conformarla como una Dirección Ejecutiva para el desarrollo de este gran reservorio de hidrocarburo extrapesado, ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, a fin de obtener sinergia entre los Distritos de EyP División Faja y las Empresas Mixtas de la Faja, para el crecimiento socio-económico del país. Esta estrategia surge con el propósito de aprovechar los recursos en materia de infraestructura operacional y la experticia del personal en los procesos medulares del negocio. Finalmente la FPO quedó dividida en cuatro grandes áreas, nombrados de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

En cuanto a lo tecnológico, tenemos que se implantó el Sistema Integral de Aumento de la Producción, SIAP, para el mejoramiento de la producción, ya que permite la disminución de gas que se libera, manteniendo el volumen en solución, reduciendo así la viscosidad del crudo. También se logró la reducción de costos con el empleo de Cabillas Ahuecadas en pozos completados con BCP, alargando la vida útil de las bombas; se evaluó el primer Proyecto Piloto SAGD aumentando la tasa de petróleo del pozo de 200 BNPD en frío a 800 BNPD en caliente; y se puso en marcha el proyecto tecnológico SW-SAGD, con el fin de mejorar el factor de recobro hasta un 60% para crudos extrapesados en el área de la FPO. Adicionalmente se inició el programa de sustitución de variadores de frecuencia ABB en el área operacional, los cuales soportan un segundo sin energía eléctrica evitando las paradas por reenganches menores a 500 milisegundos, con el propósito de mantener la continuidad operacional; se ejecutó el plan extraordinario de conexión de 25 pozos horizontales nuevos y la incorporación de 53 pozos, logrando con ello el incremento de la generación de potencial de 41,8 MBD durante el año 2010 en el Distrito Morichal; y se realizó la reactivación de 12 pozos en el Campo Las Mercedes, Distrito Guárico; con una producción asociada de 400 BPD.

### DIVISIÓN COSTA AFUERA:

Durante el año 2010 se alcanzó un avance significativo en la perforación exitosa de la Fase I de los pozos del Campo Dragón con la culminación de un total de cinco pozos (DR5A, DR6, DR7, DR8 y DR9) que en conjunto con el pozo DR4A (culminado en el 2009) suman un total de seis de los ocho pozos del Campo Dragón, como parte del desarrollo del diseño y tecnología de la infraestructura Costa Afuera para cumplir con la meta total de 600 MMPCGD contemplados en el plan de Siembra Petrolera 2008-2012. En la ejecución del proyecto Mariscal Sucre se logró la disminución en los tiempos de perforación, evaluación y completación de los pozos, incidiendo en una disminución de los costos y de los riesgos operacionales y ambientales del proyecto.

Adicionalmente y en función de construir las facilidades de producción del gas proveniente de los pozos perforados y a perforar de la fase I del proyecto Mariscal Sucre de la División, se realizaron las siguientes acciones: a) Completada la ingeniería básica del sistema submarino del Campo Dragón e ingeniería básica de la plataforma de producción Dragón-Patao, b) Desarrollo de 33% de avance para el Proyecto Gasoducto Dragón Cigma-Fase I, c) Desarrollo de 14% de avance para el Proyecto Planta de Acondicionamiento de Gas al Mercado Interno (PAGMI), d) Desarrollo de 28% de avance para el Proyecto Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) y d) Desarrollo de 29% de avance para el Proyecto Suministro Eléctrico Delta Caribe Oriental (SEDCO).



#### d. ASOCIACIONES CON TERCEROS

**CVP** es la filial que tiene como propósito la administración y control de los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero; asimismo, está encargada de maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado y asegurar una apropiada vinculación de la actividad petrolera en función del bienestar colectivo, mediante la ejecución de programas y proyectos de infraestructura de servicios, educación, salud integral, habitat y vivienda, economía socialista, poder popular y apoyo a las Empresas de Propiedad Social (EPS).



Desde su reactivación en el año 2003, la filial CVP ha ido afianzando sus funciones mediante la participación en una serie de eventos de vital trascendencia para el país como es el caso de la concreción del proceso de migración a empresas mixtas de los Convenios Operativos de la 1<sup>ra</sup>, 2<sup>da</sup> y 3<sup>ra</sup> Ronda, de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas y los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO, adicionalmente, ha sido actor principal en la consolidación de la estrategia geopolítica y energética nacional, a través del POMR y el PSO.

En consecuencia, ha estado orientada a tomar acciones dirigidas a restaurar la competencia de la producción de hidrocarburos, claramente atribuidos en la Ley de Hidrocarburos al MENPET, muestra de ello, ha sido la constitución hasta la fecha de 39 empresas bajo la modalidad de empresas mixtas, en las cuales el Estado posee la mayoría accionaria, dichas empresas tienen como objetivo social el desarrollo de actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, su extracción en estado natural, recolección, transporte y almacenamiento inicial, además de prestar servicio de ingeniería, construcción, reconstrucción y reparación para el desarrollo de proyectos vinculados con Costa Afuera.

Las empresas mixtas, se encuentran segregadas en tres grupos de empresas y en su conjunto alcanzaron una producción de crudo de 845 MBD, de las cuales, 332 MBD corresponden a las empresas mixtas liviano-mediano, resultantes de la migración de los Convenios Operativos, 472 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.

De esta forma, PDVSA demuestra su disposición a seguir trabajando con la inversión privada nacional e internacional, en avance permanente hacia la profundización del proceso de administración y control accionario por parte del Estado, tal como lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

## MIGRACIÓN DE LOS CONVENIOS OPERATIVOS A EMPRESAS MIXTAS

**D**urante el Proceso de Apertura Petrolera suscitado en la última década del siglo pasado, el Estado venezolano incentivó la participación de transnacionales privadas en las actividades petroleras dentro del país, las cuales estaban regidas bajo el esquema de convenios operativos. La 1<sup>ra</sup>, 2<sup>da</sup> y 3<sup>ra</sup> Ronda de estos convenios fueron firmados por PDVSA en los años 1992, 1993 y 1997, respectivamente, y tenían como propósito reactivar y operar 32 campos petroleros por un lapso máximo de 20 años.

Según las condiciones que regulaban los convenios operativos, PDVSA debía pagar honorarios de operación y de capital, intereses de capital e incentivos de producción a los operadores de esos convenios, razón por la cual resultaban sumamente onerosos para la Nación.

Debido a sus altos costos, esta clase de negocio perjudicó a PDVSA, porque se planteó y ejecutó en forma abiertamente favorable a las operadoras extranjeras. En algunos casos, los montos pagados a las operadoras eran muy superiores a los costos invertidos para producir, generándose ganancias importantes para los socios privados, en su mayoría empresas transnacionales. En algunos convenios, las ganancias obtenidas por las operadoras superaban los ingresos obtenidos por PDVSA por la venta del crudo, algo totalmente desproporcionado, en perjuicio de PDVSA y del Estado.

En el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, el 12 de abril de 2005, el MENPET 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, y se evaluarán los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un período no mayor a un año. En el último trimestre del año 2005, la mayoría de las empresas operadoras de estos acuerdos suscribieron los denominados convenios transitorios, con el objetivo de revisar los acuerdos originales y conformar las nuevas empresas mixtas.

El 31 de marzo de 2006, la Asamblea Nacional aprobó y publicó en Gaceta Oficial N° 38.410 los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas; así como 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° 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, se abstuvieron de suscribir estos memorandos.

Según los términos y condiciones para la creación de las empresas mixtas, aprobados por la Asamblea Nacional, éstas empresas operaron en un período de transición, comprendido entre el 1° de abril de 2006 y la fecha en que fueron formalmente constituidas; por consiguiente, los términos contractuales fueron aplicados en forma retroactiva desde el 1° de abril de 2006. En total fueron constituidas, legalmente, 21 empresas mixtas las cuales habían obtenido los respectivos derechos oficiales para desarrollar las actividades primarias, según lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

La duración de las empresas mixtas va de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Transferencia; en tal sentido, éstas podrán desarrollar actividades primarias durante un período de 20 años, contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial de dicho decreto. Al finalizar este lapso, de no haber una prórroga, todos los activos pasarán a ser propiedad del Estado.



### Comparación de los resultados de los Convenios Operativos vs. Empresas Mixtas

Convenios Operativos	Vs	Empresas Mixtas
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.
Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional.		Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.
Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero.		Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.
No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional.		Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.
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 mil barriles diarios de petróleo.		Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.

## DISMINUCIÓN EN LOS COSTOS REALES DE PDVSA DURANTE LOS AÑOS 2006 A 2010

De haberse mantenido el esquema de Convenios Operativos, considerando los precios de venta del crudo durante los años 2006 a 2010, los pagos que se hubieran requerido alcanzarían a 17.792 millones de dólares. No obstante, durante ese mismo período, los costos y gastos de las empresas mixtas totalizaron 11.513 millones de dólares. Producto de la decisión de migrar los convenios operativos a empresas mixtas, se ha generado un ahorro de gastos a PDVSA por 6.279 millones de dólares, tal como se refleja en la siguiente tabla:

Disminución en los Costos Reales de PDVSA durante los años 2006 a 2010						
COSTOS Y GASTOS (MMUS\$)	2010	2009	2008	2007	2006	TOTAL
CONVENIOS (SIMULADOS)	3.030	2.813	4.099	3.718	4.132	17.792
EMPRESAS MIXTAS	1.905	1.925	2.553	2.507	2.623	11.513
VARACIÓN ABSOLUTA (AHORRO)	1.125	888	1.546	1.211	1.509	6.279
VARIACIÓN%	37%	32%	38%	33%	37%	35%

## PARTICIPACIÓN FISCAL DE LAS EMPRESAS MIXTAS

Al realizar la simulación de la operación en los campos petroleros bajo la figura de convenios operativos y compararla con las empresas mixtas, se evidencia nuevamente los beneficios fiscales que obtiene el Estado, además de tener el pleno control de las actividades primarias en el sector de Hidrocarburos.

La tabla que se muestra a continuación, presenta las variaciones que arrojó el ejercicio de simulación entre los convenios de servicios operativos versus los resultados reales de las empresas mixtas. Se puede observar que los ingresos adicionales que ha percibido el Estado por el cambio de esquema de negocio desde el año 2006 hasta el cierre de 2010 se encuentran por el orden de 8.648 millones de dólares.

Participación Fiscal de las Empresas Mixtas (MMUS\$)						
CONCEPTO / AÑO	2010	2009	2008	2007	2006	TOTAL
REGALÍA	953	502	398	104	(121)	1.837
ISLR Y TIMBRE FISCAL	2.340	492	396	330	478	4.036
IMPUESTO MUNICIPAL	33	24	103	178	-	338
APORTES SOCIALES	166	120	99	48	-	433
OTROS IMPUESTOS	307	328	1.273	97	-	2.005
<b>EFEECTO TOTAL NACIÓN</b>	<b>3.799</b>	<b>1.466</b>	<b>2.269</b>	<b>757</b>	<b>357</b>	<b>8.648</b>

El rubro en el cual se refleja mayor variación en la participación fiscal del año 2010 se ubica en el ISLR y la Regalía, principalmente por la variación en el tipo de cambio de 2,15 Bs./US\$ a 4,30 Bs./US\$ y la fluctuación del precio promedio del barril de petróleo venezolano.



## PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS MIXTAS EN EL DESARROLLO SOCIAL

Si siguiendo los lineamientos del Gobierno Nacional, y en el marco de planes estratégicos del país, PDVSA a través de su filial CVP, crea un nuevo esquema económico basado en la retribución de la riqueza de los hidrocarburos para el bienestar de todos los venezolanos a partir de la ejecución de programas sociales y apalancamiento de las EPS y Núcleos de Desarrollo Endógeno Socialista (NUDES), ubicados en las áreas cercanas a sus campos petroleros que proponen elevar la calidad de vida de la población e incorporarla a una estrategia nacional de desarrollo sustentable.

Ahora PDVSA y las empresas mixtas que sustituyeron los viejos convenios operativos, trabajan en sinergia con el MENPET, el Ministerio del Poder Popular para la Salud, el Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras, el Ministerio del Poder Popular para las Comu-

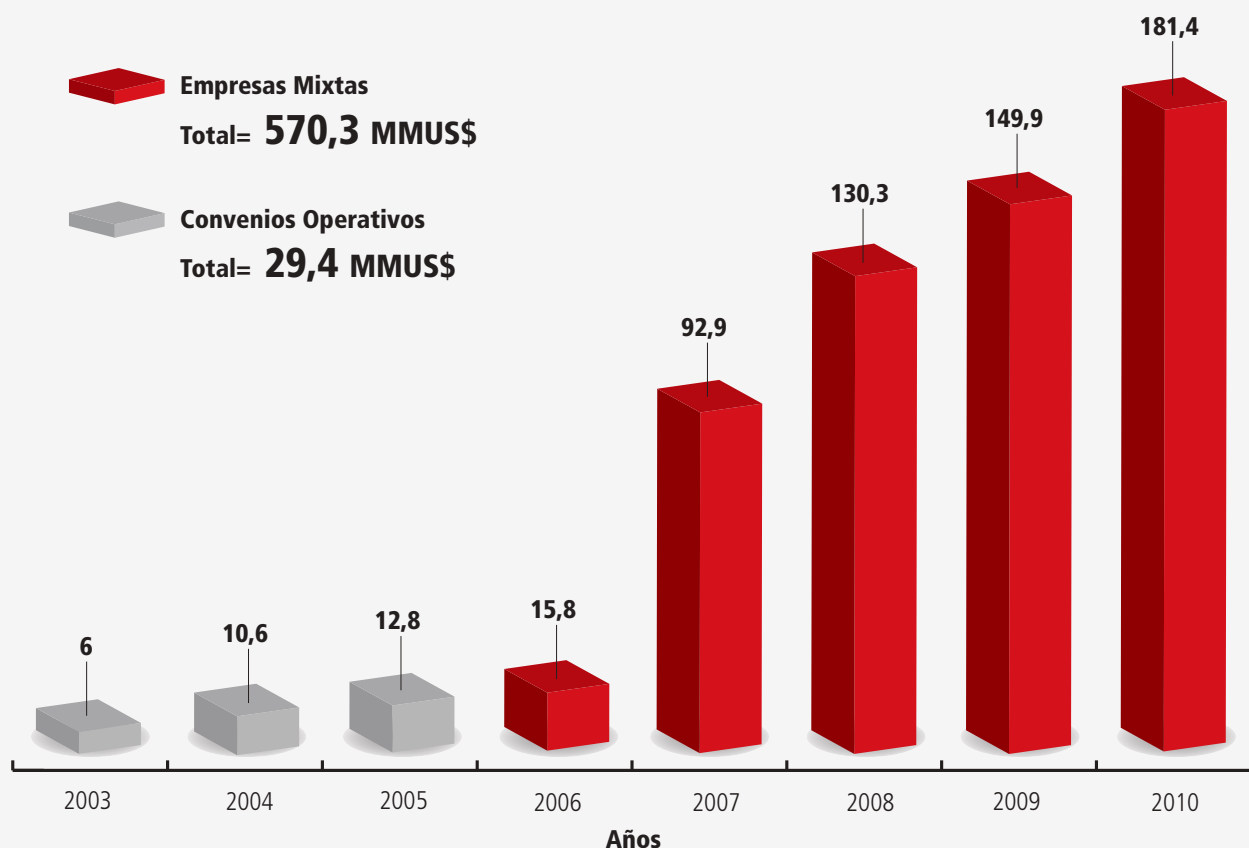
nas, las comunidades, las alcaldías y las gobernaciones conformando una clara estrategia para el desarrollo social.

La política de inversión social hacia las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los campos petroleros, es producto de impuestos establecidos al momento de su constitución, con el objeto de otorgarle al Estado y al pueblo venezolano un mayor beneficio. Estos impuestos corresponden al 2,22% de los ingresos brutos del año anterior antes de impuestos, dirigidos al Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO) y al 1% de las utilidades del año anterior para el Desarrollo Endógeno.

Durante el año 2010 las empresas mixtas efectuaron aportes para el Desarrollo Social de la Nación por 181,3 millones de dólares aproximadamente, apoyando fundamentalmente los sectores de edu-

cación, salud, infraestructura y servicios, agroproducción, misiones y fortalecimiento del poder comunal, mediante el apoyo a la constitución de los consejos y los bancos comunales. Desde su creación en el año 2006 hasta el 31 de diciembre de 2010, el aporte total de dichas empresas esta alrededor de 570,3 millones de dólares.

## Aporte al Desarrollo Social de las Empresas Mixtas



Como aspectos relevantes suscitados durante el año 2010 se destacan los siguientes:

- Incremento de Producción de 23 MBD a 48 MBD en la Empresa Mixta Petroquiriquire, por la incorporación de nueva área geográfica, específicamente de los Campos Barúa-Motatán, ubicados en el municipio Baralt del estado Zulia y en los municipios la Ceiba, Sucre, Miranda y Andrés Bellos del estado Trujillo.
- Las empresas mixtas Petrolera Kaki y Boquerón lograron factores de recobro de 25% y 24%, respectivamente, como consecuencia de la ejecución de los Proyectos de Recuperación Secundaria por Inyección de Gas.
- La Empresa Mixta Petrodelta, S.A., ejecutó en 100% el Proyecto de Tendido de 6 km de oleoducto de 12 pulgadas desde la TY-8 hasta la TY-23, con lo cual se garantiza la transferencia de 10 MBD de crudo proveniente del Campo Temblador de dicha empresa.

## MIGRACIÓN DE LAS ASOCIACIONES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO Y LOS CONVENIOS DE EXPLORACIÓN A RIESGO Y GANANCIAS COMPARTIDAS A EMPRESAS MIXTAS

Entre los años 1993 y 1999, dentro del proceso de Apertura Petrolera, el antiguo Congreso Nacional (ahora Asamblea Nacional) aprobó varios convenios de asociación para la explotación, mejoramiento y comercialización de crudos extrapesados en la FPO. El objetivo de estas asociaciones era ejecutar las actividades verticalmente integradas, necesarias para la explotación, desarrollo, producción, mezcla y transporte de crudo extrapesado, proveniente de las áreas Junín (antes Zuata), Carabobo (antes Cerro Negro) y Ayacucho (antes Hamaca) de la FPO y, luego de su proceso por las plantas de mejoramiento, producir crudos mejorados para su comerciali-

zación en el mercado internacional.

En el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera y con la finalidad de poner fin al proceso de privatización de la industria petrolera venezolana, el 26 de febrero de 2007, el Gobierno Revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela dictó el Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la FPO; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de acuerdo con el cual las asociaciones denominadas Petrolera Zuata, Petrozuata, C.A. (Petrozuata), Sincrudos de Oriente, S.A. (Sincor), Petrolera Cerro Ne-





gro, S.A. (Cerro Negro) y Petrolera Hamaca, C.A. (Hamaca) debían transformarse en empresas mixtas; en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial de PDVSA que se designara, mantendría no menos de 60% de participación accionaria, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Asimismo, la asociación denominada Orifuels SINOVEN, S.A. (SINOVENSA) también debía ser transformada bajo el mismo esquema mencionado anteriormente.

En este sentido, se constituyeron comisiones de transición para cada uno de los convenios antes referidos, las cuales se incorporaron a sus directivas con la finalidad de garantizar la transferencia del control de todas sus actividades a las nuevas empresas mixtas. Asimismo, este Decreto Ley concedió a los participantes y socios de los convenios un plazo contado a partir de la fecha de su publicación, para acordar los términos y condiciones de su posible participación en las nuevas empresas mixtas. También se confirió un plazo adicional para someter los términos señalados y sus condiciones a la Asamblea Nacional, para solicitar su autorización, de conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Transcurrido el plazo establecido, para aquellos casos en los que no se logró acuerdo, se designó a PDVSA para asumir directamente las actividades ejercidas por las asociaciones en cuestión, con el objetivo de preservar su continuidad, en razón de su carácter de utilidad pública e interés social.

Con fecha 26 de junio de 2007, se firmaron los correspondientes memoranda de entendimiento para los casos en los cuales los participantes de los negocios antes mencionados acordaron los términos de la migración.

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 culmi-

nó de manera exitosa con la firma del Memorandum 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 a un 100% de participación, con lo que se logra el control total del negocio.

Por otra parte, las empresas mixtas que sustituyeron a los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas son 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 denominadas empresas mixtas Costa Afuera, junto con la empresa mixta Petrowarao, S.A., en el Campo Pedernales (antiguo convenio operativo). En el caso de La Ceiba, PDVSA tomó el control de 100% de participación accionaria.

Dentro del conjunto de empresas mixtas creadas en el marco de la Nacionalización de la FPO se incluyeron tres, que actualmente pertenecen al conjunto de empresas mixtas liviano-mediano y una creada para la prestación de servicios.

En la siguiente tabla se 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 FPO:

Empresa Mixta	Fecha de Constitución	Fecha Decreto Transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País
Petrozumano, S.A.	06/11/2007	09/11/2007	60,00	40,00	CNPC (1)	China
Petrocedeño, S.A.	11/12/2007	10/01/2008	60,00	30,32 9,677	TOTAL (2) StatoilHidro (3)	Francia Noruega
Petrolera Bielovenezolana, S.A.	14/12/2007	28/12/2007	60,00	40,00	Belorusneft (4)	Bielorusia
Petropiar, S.A.	19/12/2007	09/01/2008	70,00	30,00	CHEVRON (5)	EEUU
Petrolera Paria, S.A.	19/12/2007	20/12/2008	60,00	32,00 8,00	SINOPEC (6) INE Oil & Gas INC (7)	China Venezuela
Petrosucre, S.A.	19/12/2007	16/01/2008	74,00	26,00	ENI (8)	Italia
Petrolera Güiría, S.A.	10/01/2008	05/03/2008	64,25	19,50 16,25	ENI (8) INE Oil & Gas INC (7)	Italia Venezuela
Petrolera Sinovensa, S.A.	01/02/2008	01/02/2008	64,25	35,75	CNPC (1)	China
Petromonagas, S.A.	21/02/2008	05/03/2008	83,33	16,67	BP (9)	Alemania
Petrolera Indovenezolana, S.A.	08/04/2008	24/04/2008	60,00	40,00	ONGC (10)	India
Veneziran Oil Company, S.A.	05/02/2007	N/A	61,00	39,00	SADRA (11)	Irán

(1) CNPC: China National Petroleum Corporation a través de su subsidiaria CNPC VENEZUELA B.V. (2) TOTAL: a través de su subsidiaria TOTAL Venezuela, S.A. (3) StatoilHydro: a través de su subsidiaria Statoil Sincor Netherlands B.V. (4) Belorusneft: Unión de Empresas Productoras Belorusneft. (5) Chevron: a través de su subsidiaria Chevron Orinoco Holdings B.V. (6) SINOPEC: SINOPEC Internacional Petroleum Exploration and Production Corporation. (7) INE Oil & Gas INC. (8) ENI: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V. (9) BP: British Petroleum PLC a través de su subsidiaria Veba Oil & Gas Cerro Negro GMBH. (10) ONGC: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V. (11) SADRA: Irán Marine Industrial Company.

Dentro de la gestión de estas empresas durante el año 2010, 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 crudos y combustibles para el mercado interno y de exportación. Seguidamente se mencionan algunas de estas acciones:

- La empresa mixta Petrosucre, culminó el Proyecto de Ampliación de las Facilidades Intermedias de Producción (IPF, por sus siglas en inglés), incrementando la capacidad de manejo de crudo de 33 MBD a 45 MBD de crudo. Asimismo, se continuó con la ejecución del Proyecto de Construcción de la Plataforma Central de Producción, que consiste en la instalación de facilidades de una plataforma fija para el manejo de 70 MBD de crudo, 80 MBD de agua y 32 MMPCED de gas de inyección, que contribuirá a garantizar la disponibilidad de crudo en el mercado. De este modo, dicho proyecto alcanzó una ejecución total de 98%, con una inversión de 471,8 millones de dólares.

Las empresas mixtas de la FPO ejecutaron proyectos y acciones dirigidos a lograr la sinergia entre ellas:

- a. Interconexión entre los Mejoradores de Petropiar y Petrocedeño para el manejo de diluyente, con el objeto de optimizar las oportunidades para el procesamiento de los crudos diluidos y diluentes provenientes de la FPO.
- b. Interconexión entre Petrocedeño, Petropiar y Petromonagas, para suministro de hidrógeno hacia Petromonagas.
- c. Interconexión entre Terminal de Almacenamiento y Embarque Condominio José Antonio Anzoátegui (TAECJAA), Petrolera Sinovensa y Petromonagas, para despacho de crudo mejorado Monagas 16; asimismo, se efectuó la interconexión entre Petroanzoátegui y Petromonagas, para despacho de crudo mejorado Monagas 16.
- d. Interconexión entre Petromonagas y Petrolera Sinovensa mediante el tendido de 3 kms de redes de tuberías para enlazar la plataforma de embarque de crudo de nafta y el tanque 22 de almacenamiento de crudo del Centro de Mezcla de Petrolera Sinovensa logrando incrementar en 500 MBLS la capacidad de almacenamiento de nafta del TAECJAA, así como también la flexibilidad operacional en el manejo de diluyente a los mejoradores, disminuyendo el riesgo de producción diferida en las Empresas Mixtas de la FPO.

## IMPACTO DE LAS ASOCIACIONES DE LA FPO EN LOS RESULTADOS ECONÓMICOS DE PDVSA

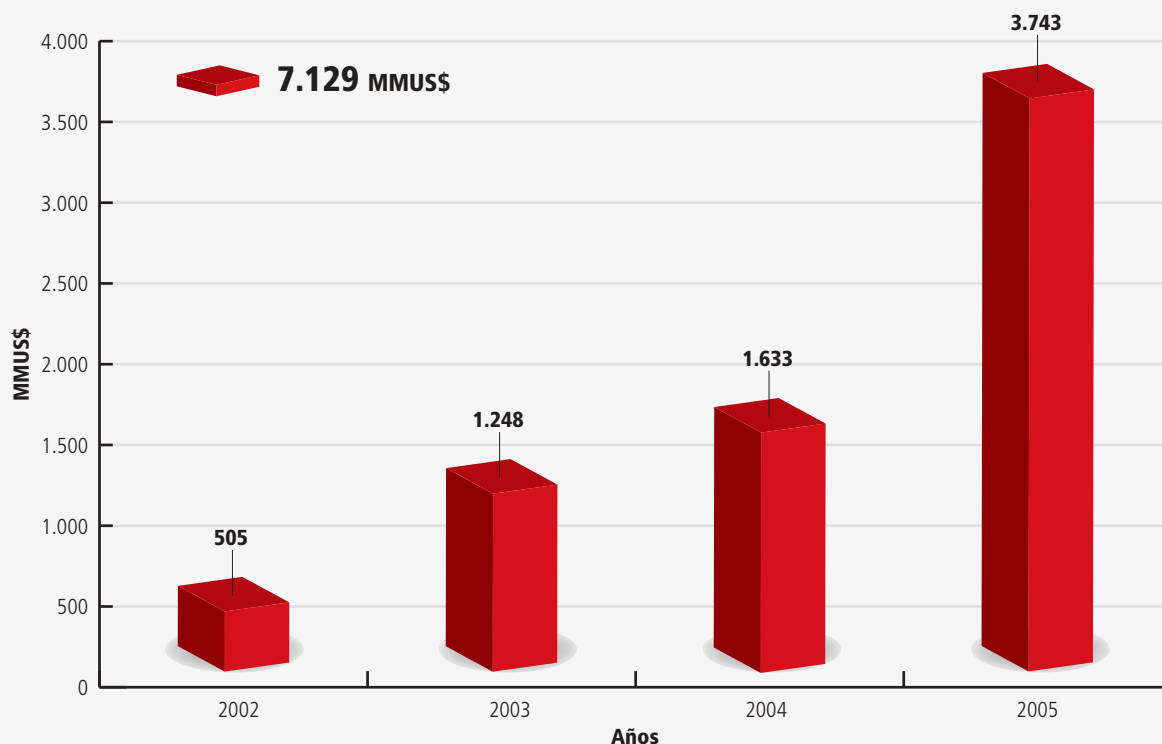
Las antiguas asociaciones de la FPO tuvieron un impacto negativo en los resultados económicos de PDVSA y en los ingresos de la Nación, principalmente porque se minimizaba el valor del recurso natural y se evadían los impuestos (ISLR, regalías, exportación, entre otros).

En la evaluación de los negocios, se contemplaba el pago de regalías según el convenio PDVSA-MENPET, aplicable a

las asociaciones en progreso, el cual era: 16,67% durante el desarrollo de la producción, 1% durante un tiempo máximo de nueve años, dependiendo de la relación ingresos/inversiones, y 16,67% durante el resto de la vida del proyecto. Adicionalmente, se estimaba el pago del ISLR a una tasa de 34% y no se contemplaban incentivos fiscales por nuevas inversiones o inversiones ambientales. Por ello, durante el

lapso comprendido entre los años 2002 y 2005, el pago de las regalías descendió al nivel más bajo, colocándose en 1%. De esta forma, las empresas transnacionales maximizaron sus ganancias en perjuicio del Estado, puesto que para dicho período se dejó de percibir un total de 7.129 millones de dólares por este concepto.

### Fondos Transferidos a los Socios durante el Período 2002-2005



Por otra parte, las empresas que conformaban las antiguas asociaciones, incumplieron los términos de los contratos, en lo que respecta a las áreas asignadas para la explotación y producción de crudo, existiendo casos en los cuales se ocuparon hasta el doble de los terrenos de explotación sin tener autorización previa, lo cual conllevó a que los proyectos no se correspondieran con los planes de desarrollo nacional.

Con la implantación del nuevo mode-

lo de empresa mixta, el cambio más relevante radica en el régimen fiscal, principalmente en el ISLR al aplicarse una tasa de 50%, establecida para las empresas petroleras; lográndose eliminar la aplicación de la alícuota de 34%, con respecto a las empresas que se hubieren constituido bajo convenios de asociación. Asimismo, los resultados al 31 de diciembre de 2010, muestran un mayor beneficio para la Nación de 6.784 millones de dólares, producto de aportes superiores en cuanto a rega-

lías e ISLR. Además, estas empresas deben contribuir con el 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 8 millones de dólares. En total, durante los años 2008, 2009 y 2010, el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 3.647 millones de dólares producto de la migración de las ex-asociaciones a empresas mixtas, tal como se puede observar en la siguiente tabla:

### Contribución adicional producto de la migración de las ex-asociaciones a Empresas Mixtas

Expresado en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATÉGICAS	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	1.583	1.058	1.863	4.504
Impuesto de Extracción	1.583	1.058	1.863	4.504
Contribución al Desarrollo Endógeno	NA	NA	NA	NA
Contribución Especial Precios Extraordinarios	163	9,39	1.417	1.590
Impuesto Ciencia y Tecnología	42	90	NA	132
Impuesto sobre la Renta	751	451	1.068	2.270
Contribución Antidrogas	15	9	21	44
<b>TOTAL</b>	<b>4.136</b>	<b>2.676</b>	<b>6.232</b>	<b>13.044</b>
FLUJO DE CAJA	878	657	1.046	2.581
<b>TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EX-ASOCIACIONES</b>	<b>5.014</b>	<b>3.333</b>	<b>7.278</b>	<b>15.625</b>

REAL EMPRESAS MIXTAS	2010	2009	2008	TOTAL ACUMULADO
Regalía	2.855	1.901	3.394	8.149
Impuesto de Extracción	309	212	333	854
Contribución al Desarrollo Endógeno	9	39	29	77
Contribución Especial Precios Extraordinarios	163	9	1.417	1.590
Impuesto Ciencia y Tecnología	42	90	229	361
Impuesto sobre la Renta	2.330	1.012	1.441	4.784
Contribución Antidrogas	61	24	14	99
<b>TOTAL</b>	<b>5.769</b>	<b>3.287</b>	<b>6.857</b>	<b>15.913</b>
FLUJO DE CAJA	1.015	730	1.614	3.358
<b>TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EMPRESAS MIXTAS</b>	<b>6.784</b>	<b>4.017</b>	<b>8.471</b>	<b>19.272</b>
<b>VARIACIÓN / EFECTO TOTAL NACIÓN</b>	<b>1.770</b>	<b>684</b>	<b>1.193</b>	<b>3.647</b>





## PROYECTOS DE GAS COSTA AFUERA

Los 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

El Proyecto Plataforma Deltana está inmerso dentro del Proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 km<sup>2</sup>, en los cuales, existen reservas de hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago.

En este sentido, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con este país vecino, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación en zonas, en las cuales existen tales yacimientos compartidos, conforme a lo establecido en el Tratado Marco firmado el 20 de marzo de 2007, sobre la Unificación de Yacimientos de Hidrocarburos que se extienden a través de la línea de delimitación con la República de Trinidad y Tobago

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

Como avance de este proyecto en el año 2010 se destaca lo siguiente:

- En agosto del año 2010 se suscribieron los Acuerdos de Unificación con la República de Trinidad y Tobago que permitirán el desarrollo de los Campos Lorán-Manatee en la Plataforma Deltana, a los fines de producir 750 MMPCD de gas no asociado en el ámbito de una empresa mixta a ser constituida por PDVSA con 61% de capital accionario y Chevron con 39% restante, el inicio de producción comercial se estima para el año 2015 con opciones de suministro al mercado interno y gas para exportación como Gas Natural Licuado (GNL).
- Se completó adquisición Geofísica para los estudios de sitio y la adquisición de muestras para los estudios de Geotecnia, a fin de identificar las localizaciones de menor riesgo geotécnico para la construcción del muelle y la planta de GNL

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

Dentro de las actividades realizadas durante el año 2010 se mencionan las siguientes:

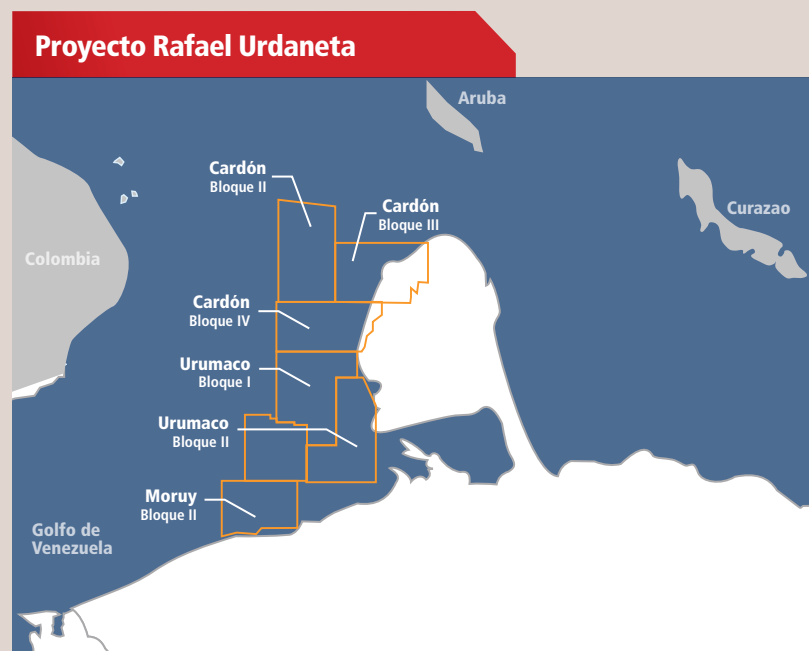
- Conversión de tiempo-profundidad de los horizontes sísmicos asociados a los yacimientos susceptibles de unificación.
- Evaluación Petrofísica (análisis de las propiedades físicas de la roca) de los pozos Cocina-1X, Cocina-2X y Manakin-1.
- Evaluación y análisis de Pruebas de Presión: MDT, RFT y DST.
- Realizada la tercera reunión entre los grupos técnicos de Yacimiento RTWG (Reservoir Team Work Group), en la cual, se presentaron los resultados del modelo de velocidad, se discutió el modelo estructural y estratigráfico, y la posible comunicación entre yacimientos que crucen la frontera.

## PROYECTO RAFAEL URDANETA

El 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 en el ámbito nacional, al mismo tiempo que genera un posicionamiento geopolítico en la región, ejerciendo soberanía sobre un espacio de aguas territoriales vitales para la Nación e impulsando el desarrollo social del eje norte-costero occidental, además de diversificar la economía de la zona.

El propósito fundamental del proyecto es descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer en una primera fase de producción la demanda energética de la región nor-occidental del país, principalmente en el Centro Refinador Paraguaná (CRP); asimismo, prevé la aplicación de programas de recuperación secundaria de crudos en el Lago de Maracaibo y el apalancamiento para el desarrollo del parque industrial, generando de este modo mejoras significativas en la calidad de vida de los venezolanos, cumpliendo lo dispuesto tanto en la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos como en el Plan Siembra Petrolera.

Adicionalmente, permitirá consolidar la transferencia de gas al Sur y Centroamérica, fortaleciendo la integración energética con nuestros pueblos hermanos y flexibilizando la integración volumétrica con los centros de producción y transmisión de gas en el Oriente del país, mediante la interconexión que permiten los Gasoductos Antonio Ricaurte y el ICO (Interconexión Centro Occidente).



Proyecto se encuentra ubicado en el Golfo de Venezuela y al noreste del estado Falcón, posee expectativas de incrementar las reservas en 23 BPC de gas natural no asociado y 7 millones de barriles de hidrocarburos líquidos. Cubre un área aproximada de 30.000 km<sup>2</sup>, en los cuales se ubican áreas bajo riesgo exploratorio con características geológicas que las hacen potencialmente prolíficas para la producción hidrocarbúfera. Hasta la fecha, el MENPET ha otorgado licencias de exploración y explotación de

gas no asociado en 5 bloques a empresas internacionales y un bloque a PDVSA.

Dentro de los avances obtenidos en los bloques que conforman el proyecto se pueden mencionar los siguientes:

### **Cardón Bloque II**

Licencia otorgada en Junio 2006 a PDVSA, con un programa mínimo de adquisición y procesamiento de sísmica 400 km<sup>2</sup> / 500 km<sup>2</sup>. Durante el año 2007 se ejecutó por parte de PDVSA el levantamiento sísmico marino 2D de 500km (lineales); asimismo, se llevó a cabo el levantamiento sísmico marino 3D de 400 km<sup>2</sup>. Quedan por ejecutar la cuantificación volumétrica y la oportunidad de negocio. El inicio de la perforación se estima para el año 2011. Durante el año 2010 se continuaron los estudios del área para determinar su prospectividad.

### **Cardón Bloque III**

Licencia otorgada a CHEVRON CARDÓN III S.A, (consorcio conformado por CHEVRON/VINCCLER). Este bloque se encuentra ubicado al norte de la Península de Paraguaná. En el año 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 MENPET del abandono del Pozo Tuna-1X, a una profundidad de 8.400 pies, sin llegar a su profundidad total estimada (9.207 pies), debido a que no encontraron indicios hidrocarbúricos.

### **Cardón Bloque IV**

Licencia otorgada a CARDÓN IV, S.A, (consorcio conformado por ENI/REPSOL), dicho bloque se encuentra ubicado en el noroeste de la Península de Paraguaná. El bloque Cardón IV posee una extensión de 924 km<sup>2</sup>, 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 dos 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 el descubrimiento en el año 2009 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 siete y ocho trillones de pies cúbicos (TCF), lo que equivale a más de cinco 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 el año

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 durante el año 2010, se pueden mencionar los siguientes:

- En Febrero 2010 se conformaron los Grupos de Trabajo Técnico, Económico y Legal (TEL) entre CARDON IV, S.A., MENPET, PDVSA GAS, CVP, y ENAGAS para la estructuración de un Plan de Desarrollo temprano de 300 MMPCD y 800 MMBD en Cardón bloque IV, basado en las reservas estimadas de 14 TCF de gas no asociado, una vez sean certificadas por el MENPET.
- Durante el año se adquirieron 436 km<sup>2</sup> de sísmica 2D en el área noreste de Cardón bloque IV (Prospecto Róbalo), de aproximadamente 400 km<sup>2</sup>, dicho levantamiento tiene como nombre Adquisición Sísmica Marina Róbalo 10L 3D.
- Se perforaron los pozos Perla 2 ST2 y Perla-3X. Cada una de la pruebas de producción de gas de estos pozos arrojó hasta un máximo de 70 MMPCD; adicionalmente se inició la perforación del pozo Perla 4-X.
- Se confirmó la existencia del reservorio y se sometieron oficialmente ante el MENPET, reservas Probadas en el orden de 6,3 BPC de Gas y 122 MMBN de Condensado.

### **Moruy Bloque II**

Licencia otorgada a la empresa PT MORUY II, S.A., (consorcio conformado por TEIKOKU/PETROBRAS). Este bloque está ubicado al sur-oeste 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.

### **Urumaco Bloque I**

Licencia otorgada a URDANETA GAZPROM-1, S.A. El bloque I de Urumaco se encuentra localizado al sur-oeste de la Península de Paraguaná. Posteriormente en el año 2010:

- Se procedió a una redefinición técnica del marco geológico de este bloque con base a los resultados obtenidos en los pozos Coral 1X, Perla 1X y Perla 2X y en conjunto con estudios regionales llevados a cabo por las filiales PDVSA Petróleo (División EyP), INTEVEP y CVP. Estos resultados fueron integrados con Urdaneta Gazprom y el Instituto VNIIGAZ de Gazprom.
- Urdaneta Gazprom comenzó negociaciones con MENPET a fin de definir el futuro de la licencia otorgada.





## Urumaco Bloque II

Licencia otorgada a URDANETA GAZPROM-2, S.A., mediante resolución 371 publicada en la Gaceta Oficial N° 38.304 del 01 de noviembre de 2005. Este bloque se encuentra ubicado al sur-oeste de la Península de Paraguaná.

Posterior a la definición de la prognosis de la localización exploratoria Pozo Prospecto Bonito-AX con una profundidad final de 20.000 pies. En el año 2010 se realizaron las siguientes actividades:

- En vista de los resultados obtenidos por la perforación de pozos cercanos en Cardón IV, se iniciaron conversaciones entre Urdaneta Gazprom-2, MENPET y la CVP a fin de definir la prospectividad del área.
- Gazprom en Moscú realizó una reinterpretación de los datos exploratorios del bloque con la cooperación de la filial CVP.

## PROYECTO MARISCAL SUCRE

El Proyecto Mariscal Sucre está enmarcado dentro de Proyecto Delta Caribe Oriental y es adelantado por PDVSA para desarrollar las reservas de gas del norte de Paria en dos fases. El objetivo inicial es suplir el mercado doméstico con los Campos Río Caribe y Mejillones, así como la exportación del mismo como GNL, si existiesen excedentes. Las mencionadas áreas poseen unas reservas de gas 14,73 BPC y alrededor de 74,82 MMBls de condensando.

En el proyecto se desarrollarán 4 campos de gas no asociado y líquidos condensados, ubicados en el norte de Paria (Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe), para producir hasta 1.200 MMPCD y 18 MBD de condensado, los cuales serán utilizados para suplir el mercado interno y aprovechar las oportunidades de mercado de exportación para volúmenes remanentes, maximizando el contenido nacional.

Posterior a la exitosa prueba de producción en el año 2009 del primer pozo de gas Costa Afuera, denominado Cruz de Mayo (Pozo DR 4A), uno de los 8 pozos a ser perforados en el Campo Dragón, con pruebas de producción de hasta 70 MMPCD. En el año 2010 se destaca el arranque del proceso de selección de socios para constituir una empresa mixta de producción de gas no asociado para satisfacer las necesidades del mercado interno a partir del año 2012, mediante el desarrollo de los Campos Dragón y Patao, con un estimado de producción de 600 MMPCD, complementados por 600 MMPCD en la Fase II con la entrada en operación de los Campos Río Caribe y Mejillones.

Adicionalmente, se avanzó en la perforación de pozos de producción en el Campo Dragón, así como en el diseño y construcción de plataformas de producción, plantas de procesamiento de gas, gasoductos e instalaciones del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).

## PROYECTO GAS NATURAL LICUADO

El proyecto GNL se encuentra inmerso dentro del Desarrollo Gasífero Delta Caribe Oriental (GDCO). Comprende la construcción de dos trenes de licuefacción (GNL I y II) para la exportación de 9,4 millones Tm/A de GNL obtenido a partir del gas natural (1.500 MMPCED) proveniente de las áreas de producción de la Región Oriental (Plataforma Deltana bloque 2- Lorán y Mariscal Sucre-Río Caribe y Mejillones) previamente acondicionado y procesado por la Planta de Acondicionamiento de Gas (PAGMI F2), permitiendo incorporar a la República como país exportador de este combustible.

Al convertir el gas natural, de estado gaseoso a líquido, a través de procesos de refrigeración, su volumen inicial se reduce 600 veces, lo que permite mayor eficiencia de manejo para efectos de transporte a largas distancias. Con este proyecto, se estaría cubriendo parte de la demanda mundial existente 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.

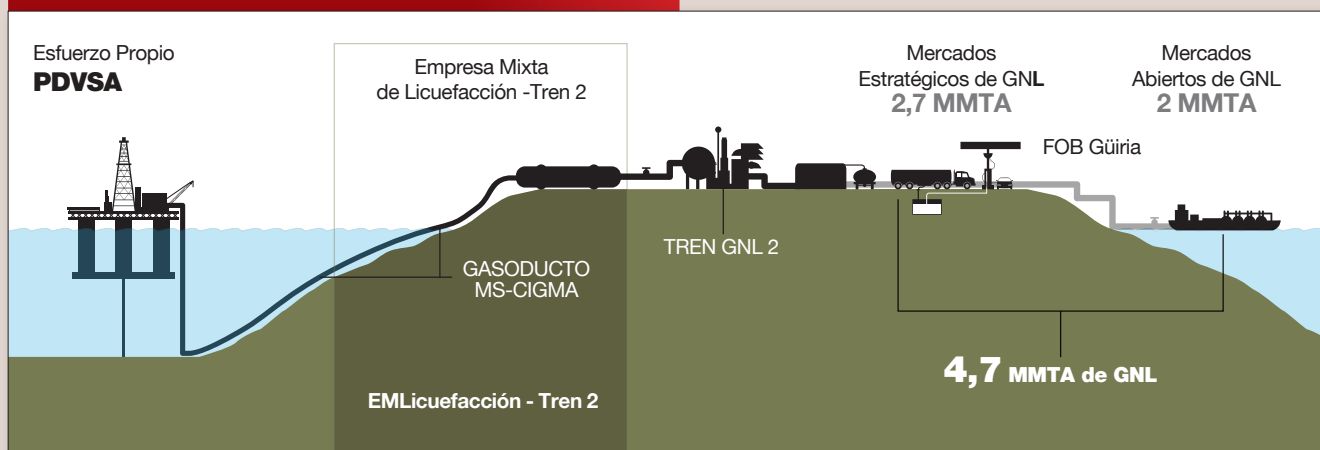
### Esquema de Procesos Tren de Licuefacción GNL I



El objetivo del proyecto **GNL-I** comprende suministrar la instalación de infraestructura necesaria para procesar 750 MMPCD de gas, provenientes de los bloques 2 y 3 de Plataforma Deltana y la construcción de aproximadamente 300 km de gasoducto desde dichos bloques hasta el CIGMA, ubicado en Güiría, para producir un promedio de 4,7 Tm/A

de GNL para su exportación. La planta GNL-I considera la construcción del proceso de licuefacción, tanques de almacenamiento, muelle de exportación y servicios, mientras que el gasoducto incluye el tendido de tubería submarina, en tierra y la construcción de las estaciones de relevo necesarias.

## Esquema de Procesos Tren de Licuefacción GNL II



El propósito del proyecto **GNL-II** es la instalación de una planta de licuefacción de gas natural con capacidad para producir 4,7 MMT/A de GNL, el cual formará parte del complejo de licuefacción de gas a ser instalado en el CIGMA. La planta GNL-II procesará 750 MMPCD de gas proveniente de los campos Costa Afuera Mejillones y Río Caribe, de los cuales se recuperarán aproximadamente 7 TCF de reservas durante la vida del proyecto (25 años), destinados al mercado de exportación. El gas será transportado hasta Güiria mediante un gasoducto submarino de 36 pulgadas de diámetro y 130 km de longitud. El proyecto incluye las facilidades de almacenamiento y de transporte del producto a los muelles del terminal de exportación en Güiria, de igual forma el gasoducto incluye el tendido de tubería submarina, en tierra y la construcción de las estaciones de relevo necesarias.

Durante el año 2010, se logró un avance en un 100% en la ejecución del Paquete de Diseño por el Licenciante de la tecnología de Licuefacción Linde AG – División Ingeniería.

### *Ingeniería Conceptual y Básica Integral de las Instalaciones de GNL:*

**PDVSA** aprobó el monto de la oferta y cantidad de H/H, previa aceptación por parte de los socios de aportar los recursos financieros para la ejecución del servicio.

#### **Geotécnico de Mar**

- Se obtuvo permiso solicitado ante el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente para el reinicio de las perforaciones y tomas de muestra en sitio y se reiniciaron las actividades en campo y fue ubicado el primer punto de perforación (BN-9). A la fecha se tiene un avance de 23,4% en las perforaciones, para un total de 565 m perforados.

#### **Geotécnico de Tierra**

- Se culminaron 18 perforaciones y se encuentra una en ejecución, para un total de 878 metros perforados, se ejecutaron 879 ensayos de laboratorio en perforaciones de suelos y roca de baja recuperación, se obtuvo un avance de 32% en la apertura y acondicionamiento de las picas. Asimismo, se culminaron las 13 calicatas.

### **PROYECTO GOLFO DE PARIA OESTE Y PUNTA PESCADOR**

Mediante resolución N° 088 dictada por el MENPET y publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.438 de fecha 3 de junio del año 2010 fueron otorgadas licencias para exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados a las empresas ENI Venezuela (Italia) y a la CVP, dentro de las áreas denominadas Punta Pescador y Golfo de Paria Oeste. Las licencias requieren de la ejecución de un programa mínimo exploratorio que consiste en el reprocesamiento de sísmica 3D ya adquirida en el área, la adquisición de nueva sísmica 3D y la perforación de varios pozos exploratorios para evaluar la prospectividad por gas no asociado de ambas áreas. El gas natural no asociado producido conforme a esta licencia será destinado a la atención prioritaria de los requerimientos del mercado interno y eventualmente, participar en la alimentación del tren 3 GNL del proyecto Delta Caribe Oriental.



## PROYECTO BLANQUILLA-TORTUGA

En el año 2009, se firma Memorándum de Entendimiento con las empresas Energías de Portugal (EDP, antiguo GALP), GAZPROM de Rusia, ENI de Italia y PETRONAS de Malasia, con el objetivo de presentar la memoria descriptiva para la solicitud de licencia para Exploración y Explotación de Gas no Asociado ante el MENPET. Ambas áreas poseen sistemas de hidrocarburos complejos, pero potencialmente muy prospectivos y de gran valor estratégico para la Nación.

En el año 2010 culminó el Estudio Conjunto de las áreas Blanquilla y Tortuga, conjuntamente con las empresas ENI, Petronas, EDP y Gazprom, confirmando la prospectividad del área. Adicionalmente, el grupo de empresas presentó un conjunto de condiciones en relación a la Licencia Exploratoria propuesta por el MENPET, específicamente de cuatro puntos: a) realizar un reprocesamiento de la sísmica levantada por PDVSA antes de hacer compromisos en el programa exploratorio; b) reducir el programa exploratorio a dos pozos, uno en el área de Blanquilla y otro en el área Tortuga; c) derechos de explotación de líquidos; y d) definir precios referenciales de gas para el mercado interno.

Al respecto, PDVSA entregó a la consideración del MENPET la nueva propuesta para el otorgamiento de esta licencia, la cual incluye realizar el reprocesamiento de la sísmica levantada y la reducción del área exploratoria a desarrollar del bloque B en el área de Blanquilla.



## e. PROYECTO ORINOCO MAGNA RESERVA

El Estado venezolano a través del MENPET y en concordancia con el marco legal vigente y el Plan del Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, asignó a la filial CVP el POMR, según el Oficio N° 1.036 de fecha junio de 2005, con la meta de cuantificar y certificar las reservas de la FPO que convertirían a Venezuela en el primer país del mundo con la mayor cantidad de reservas de crudo, una vez fuesen certificadas por la empresa Ryder Scott, a través de los procesos que se llevan a cabo en el POMR. El lineamiento estratégico establecido, ha tenido como propósito el convertir a la FPO en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos. Constituyendo una de las mayores oportunidades que tiene nuestro país para mantenerse como una potencia energética durante todo el siglo XXI, lo que permitirá apuntalar hacia nuevas metas volumétricas y expandir los circuitos existentes de refinación; así como consolidar la estrategia en el mercado energético venezolano dentro del nuevo contexto geopolítico nacional e internacional, tal como se planteó en el Plan Siembra Petrolera.

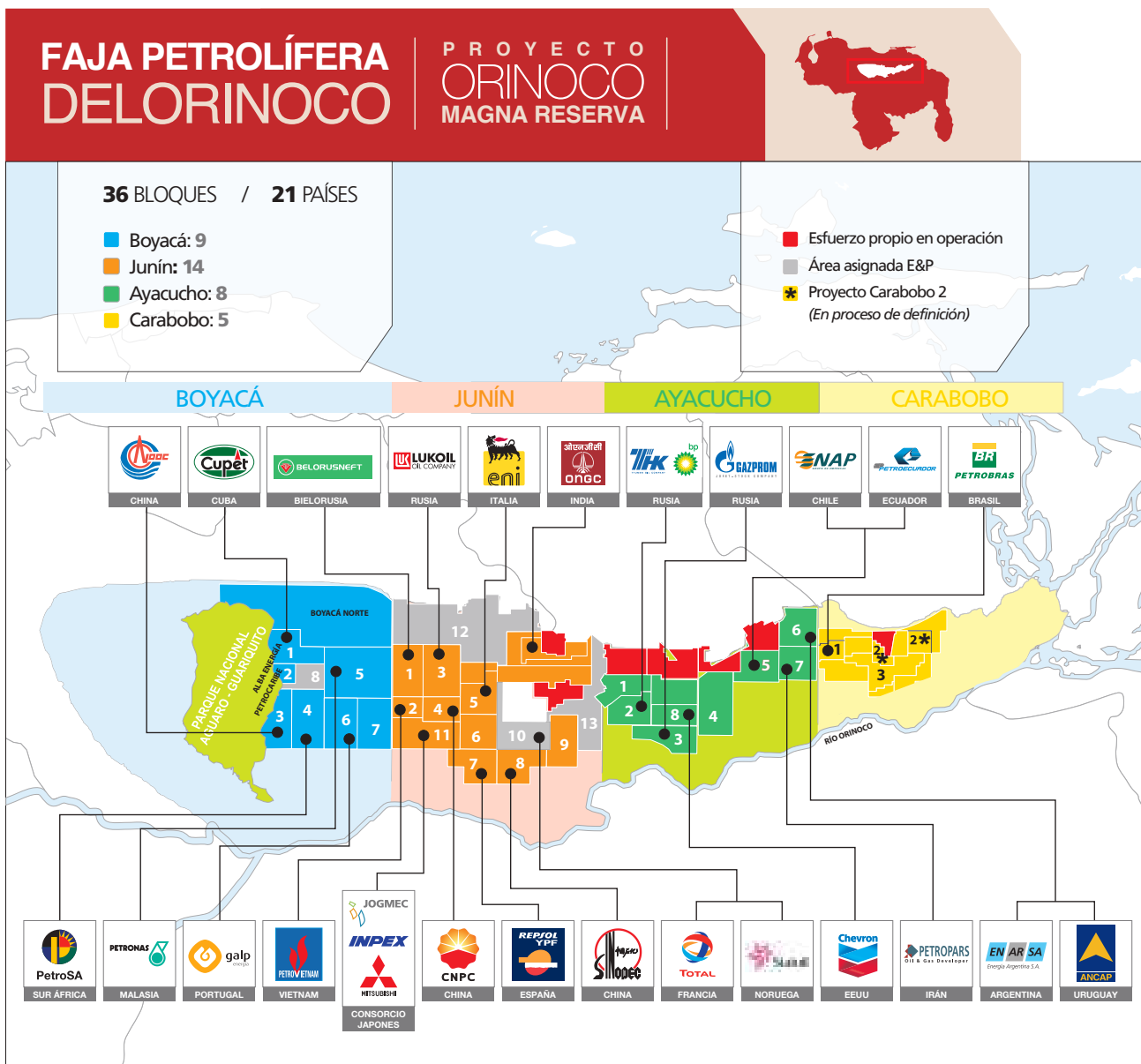
La FPO está ubicada en el sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; constituye un gigantesco reservorio que abarca un área geográfica de aproximadamente, 55.000 km<sup>2</sup>, con arenas hidrocarbúferas que superficialmente se extienden en unos 12.000 km<sup>2</sup>. Contiene acumulaciones de crudo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6 °API.

Como parte de los logros obtenidos por el POMR se destaca, en el año 2010, la incorporación ante el MENPET por un total de 86,2 MMBBls de reservas probadas, arrojando desde el año 2006 un total de 219,5 MMBBls de reservas probadas incorporadas 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 crudo por 274 años considerando un factor de recobro entre 30% y 35%.

Así como se observa el inmenso potencial en recursos de petróleo en la FPO, existe un volumen significativo de Gas Original en Sitio (GOES), este volumen constituye un recurso importante e indica la posibilidad de autoabastecimiento en las futuras estrategias de explotación en la FPO, puesto que se visualiza la ejecución de proyectos de inyección de vapor que requerirán grandes sumas de gas para su generación.



Para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la FPO en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas, a su vez, en 36 bloques (excluyendo el área asignada a las empresas Petrocedeño, S.A., Petropiar, S.A., Petromonagas, S.A., Petroanzoátegui, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.), de los cuales 22 bloques se cuantificaron en un esfuerzo compartido entre la filial CVP y los profesionales de 28 empresas de 21 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.



En la tabla anexa, se detallan las empresas y países que conforman el POMR:

### Países y empresas que conforman el POMR

Área	Bloque	País	EMPRESA
<b>Boyacá</b>	Boyacá 1	Cuba	Cupet <b>(1)</b>
	Boyacá 3	China	CNOOC <b>(2)</b>
	Boyacá 4	Sur África	Petrosa <b>(3)</b>
	Boyacá 5	Malasia	Petronas <b>(4)</b>
	Boyacá 6	Portugal	Galp Energía <b>(5)</b>
	<b>Junín</b>	Junín Norte	India
Junín 1		Bielorusia	Belorusneft <b>(7)</b>
Junín 2		Vietnam	Petrovietnam <b>(8)</b>
Junín 3		Rusia	Lukoil <b>(9)</b>
Junín 4		China	CNPC <b>(10)</b>
Junín 5		Italia	Eni <b>(11)</b>
Junín 7		España	REPSOL <b>(12)</b>
Junín 8		China	SINOPEC <b>(13)</b>
Junín 10		Francia	TOTAL <b>(14)</b>
Junín 10		Noruega	Statoilhydro <b>(15)</b>
Junín 11		Japón	JOGMEC <b>(16)</b>
Junín 11		Japón	INPEX <b>(17)</b>
Junín 11		Japón	Mitsubishi <b>(18)</b>
<b>Ayacucho</b>	Ayacucho 2	Rusia	Tnk-Bp <b>(19)</b>
	Ayacucho 3	Rusia	Gazprom <b>(20)</b>
	Ayacucho 5	Chile	ENAP <b>(21)</b>
	Ayacucho 5	Ecuador	Petroecuador <b>(22)</b>
	Ayacucho 6	Argentina	Enarsa <b>(23)</b>
	Ayacucho 6	Uruguay	ANCAP <b>(24)</b>
	Ayacucho 7	Irán	Petropars <b>(25)</b>
	Ayacucho 8	EEUU	*Chevrontexaco <b>(26)</b>
<b>Carabobo</b>	Carabobo 1	Brasil	PETROBRAS <b>(27)</b>

**(1) Cupet:** Cubapetróleo. **(2) CNOOC:** China National Offshore Oil Corporation Ltd. **(3) Petrosa:** Corporación del Gas y Petróleo de Sur África. **(4) Petronas:** Petrolim Nasional Berhad Oil Company., SGPS, S.A. **(5) Galp Energía:** Galp Energia, **(6) ONGC:** Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V. **(7) Belorusneft:** Estatal Unitaria Asociación de Empresas Productoras Belorusneft. **(8) PVN:** The Vietnam National Oil and Gas Group a través de su subsidiaria PetroVietnam. **(9) Lukoil:** LUKOIL Overseas. **(10) CNPC:** China National Petroleum Corporation. **(11) Eni:** Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V. **(12) REPSOL:** Exploración, S.A. **(13) SINOPEC:** SINOPEC International Petroleum Exploration and Production Corporation. **(14) TOTAL:** TOTAL, S.A. **(15) StatoilHidro:** StatoilHydro International Venezuela A.S. **(16) JOGMEC:** Japan Oil, Gas and Metals National Corporation. **(17) INPEX:** International Petroleum Exploration Corporation. **(18) Mitsubishi:** Mitsubishi Oil Company. **(19) Tnk-Bp:** Alba y Renova Group y British Petroleum. **(20) Gazprom:** Gazprom Group de Rusia. **(21) ENAP:** Empresa Nacional de Petróleo de Chile. **(22) Petroecuador:** Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR. **(23) Enarsa:** Energía Argentina S.A. **(24) ANCAP:** Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland ANCAP. **(25) Petropars:** National Iranian Oil Company (NIOC) a través de su subsidiaria Petropars Limited Ltd. **(26) ChevronTexaco:** Oil and Gas Company (pendiente por firma de acuerdo). **(27) Petrobras:** Petróleo Brasileiro S.A.-PETROBRAS.

## PERFORACIÓN Y SÍSMICA DEL PROYECTO

Desde el inicio del proyecto, al cierre del año 2010, se han perforado un total de 143 pozos estratigráficos en las cuatro áreas, tal como se demuestra en la siguiente tabla:

Perforación ejecutada						
Área	Ejecución Año 2010	Ejecutado Año 2009	Ejecutado Año 2008	Ejecutado Año 2007	Ejecutado Año 2006	Ejecutado Total por Área
Carabobo	0	0	0	7	7	14
Ayacucho	4	9	16	15	1	45
Junín	5	11	21	25	3	65
Boyacá	0	5	13	1	0	19
<b>Total</b>	<b>9</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>48</b>	<b>11</b>	<b>143</b>

Durante el año 2010, como parte del POMR, se perforaron nueve pozos estratigráficos en las áreas de Ayacucho y Junín (4 en el área de Ayacucho y 5 en el área de Junín), para alcanzar un total de 45 y 65 pozos perforados respectivamente durante la vida del proyecto, lo que permitió culminar la campaña de adquisición de información.

Para los fines de cuantificación de reservas, los modelos de los bloques 3, 4 y 6 del área Boyacá se efectuaron con la información existente al cierre del año 2010, es decir, con los 19 pozos estratigráficos perforados a lo largo del proyecto. No obstante, se tiene planificado para el año 2011 perforar dos pozos estratigráficos en esta área con la finalidad de disminuir la incertidumbre del Modelo Regional de la Faja, la cual, sería la última actividad del POMR.

Entre otras de las actividades relevantes ejecutadas durante el proyecto, se destaca el corte de núcleos de roca en

18 pozos distribuidos en las cuatro grandes áreas del POMR, para un total de 8.073 pies de núcleos cortados, de los cuales se lograron recuperar 5.450,77 pies de núcleos en arenas no consolidadas, para un porcentaje de recuperación de 68%. Todas estas muestras de roca fueron sometidas a análisis sedimentológicos, análisis convencionales y especiales que contribuyeron a disminuir la incertidumbre de los modelos estáticos, así como también, en los cálculos de las reservas de cada bloque.

Del mismo modo, se completaron 12 pozos con el objeto de tomar muestras de fluidos para pruebas presión, volumen y temperatura (PVT), lo cual contribuyó a obtener parámetros de gran importancia en la caracterización de yacimientos como: gravedad  $^{\circ}$ API, viscosidad, factor volumétrico del petróleo y solubilidad del gas en solución. En el pozo MCH 7-21 del área Boyacá, bloque-1, se efectuó una prueba de producción durante 10 días, alcanzando

una tasa promedio de 160 barriles de petróleo por día y un acumulado de 1.200 barriles de petróleo de 7,2  $^{\circ}$ API y alta viscosidad. La configuración del pozo es vertical, con esquema de producción en frío, sin inyección de diluyente y completado mediante equipo de fondo con bomba de cavidad progresiva de fabricación nacional, mostrando la potencialidad de esta área.

Adicionalmente, con el objeto de reducir la incertidumbre, mejorar los modelos geológicos y como parte de la campaña de captura de información, durante el año 2006 al 2010 se realizó la adquisición de 4.117 km de sísmica 2D para las áreas de Junín y Boyacá, que permitieron mejorar la interpretación geológica de las mismas áreas y proporcionar mayor certeza en la distribución de los cuerpos arenosos que conforman los yacimientos de hidrocarburos cuantificados.

A continuación se detalla por fases la ejecución al año 2010:

Bloque	Fases de Ejecución			
	Fase I	Fase II	Fase III	Fase IV
Carabobo	100%	100%	100%	100%
Ayacucho	100%	100%	98%	97%
Junín	100%	100%	99%	97%
Boyacá	100%	100%	97%	95%
<b>Total Pomr</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>99%</b>	<b>97%</b>



## VOLÚMENES DE RESERVAS INCORPORADAS

Para el año 2010 se incorporaron ante el MENPET un total de 86,2 MMBBls de petróleo, de los cuales 6,86 MMBBls corresponden a los bloques Ayacucho-1 y Ayacucho-8; 16,42 MMBBls a los bloques Junín-8, Junín-9 y los ajustes por revisión de factores de recobros en los bloques Junín-6, Junín-7, Junín-10 y Junín-8; 28,46 MMBBls

pertenecen a Boyacá-1, Boyacá-3, Boyacá-4, Boyacá-6 y 7 y al Parque Agüero Guariquito. Por su parte, 31,16 MMBBls son producto de la revisión del modelo geológico y ajustes del factor de recobro del área Carabobo; 1,36 MMBBls corresponden a la contribución de la Empresa Mixta Petrocedño; 0,75 MMBBls a la Empresa Mixta Pe-

tropiar y 1,19 MMBBls distribuidos entre la Empresa Petrolera Sinovensa 0,03 MMBBls y el Distrito Morichal 1,16 MMBBls.

Desde que inició el POMR y hasta el cierre del año 2010, se ha incorporado a los libros de reservas de la Nación un total de 219,55 MMBBls de reservas probadas, distribuidas de la siguiente manera:

Expresado en miles de millones de barriles		CARABOBO	AYACUCHO	JUNIN	BOYACA	TOTAL
2006	INCORPORACION POMR 2006	7,61	-	-	-	7,61
	<b>RESERVAS TOTALES AL 31/12/2006</b>	<b>7,61</b>	-	-	-	<b>7,61</b>
2007	INCORPORACION POMR 2007	12,45	-	-	-	12,45
	<b>RESERVAS TOTALES al 31/12/ 2007</b>	<b>20,06</b>	-	-	-	<b>20,06</b>
2008	INCORPORACION POMR 2008	6,14	4,27	53,45	-	63,86
	CONTRIBUCION EMPRESAS MIXTAS	4,30	1,76	4,18	-	10,24
	<b>RESERVAS TOTALES al 31/12/2008</b>	<b>30,50</b>	<b>6,03</b>	<b>57,63</b>	-	<b>94,15</b>
2009	INCORPORACION POMR 2009	-	15,90	8,46	13,19	37,55
	CONTRIBUCION EMPRESAS MIXTAS	-	-	1,65	-	1,65
	<b>RESERVAS TOTALES al 31/12/2009</b>	<b>30,50</b>	<b>21,93</b>	<b>67,74</b>	<b>13,19</b>	<b>133,35</b>
2010	INCORPORACION POMR 2010	31,16	6,86	16,42	28,46	82,90
	CONTRIBUCION EMPRESAS MIXTAS	1,19	0,76	1,35	-	3,30
	<b>RESERVAS TOTALES al 31/12/2010</b>	<b>62,84</b>	<b>29,55</b>	<b>85,51</b>	<b>41,65</b>	<b>219,55</b>

## OTROS NUEVOS NEGOCIOS

La filial CVP, en línea con la visión multipolar y geopolítica de convertir a la República Bolivariana de Venezuela en una potencia energética mundial, ha ido avanzado hacia la consolidación de los nuevos negocios en la FPO y en los campos maduros; para ello, se han llevado a cabo un conjunto de negociaciones con empresas energéticas a nivel mundial, con el propósito de desarrollar proyectos de producción, mejoramiento, dilución, refinación y desarrollo social bajo el esquema de empresa mixta con una participación mayoritaria del Estado venezolano no menor a 60%.

Dentro de los aspectos relevantes sus-

citados durante el año 2010, se encuentran los siguientes:

### *Faja Petrolífera del Orinoco*

#### Área Carabobo

En Febrero de 2010, culminó el proceso de selección de socios de los proyectos del área Carabobo. Las empresas que lograron ser seleccionadas con la finalidad de operar en el Proyecto Carabobo 3, conformado por los bloques Carabobo 2 Sur, Carabobo 3 Norte y Carabobo 5, fueron el consorcio integrado por MITSUBISHI e INPEX de Japón; CHEVRON de Estados Unidos y SUELOPETROL de Venezuela. Dicho proyecto prevé producción entre 200 MBD y

240 MBD de crudo y la construcción de un mejorador en la región de Soledad, estado Anzoátegui.

Mientras que el Proyecto Carabobo 1, integrado por los bloques Carabobo 1 Central y Carabobo 1, fue otorgado al consorcio compuesto por REPSOL de España; PETRONAS de Malasia en lo sucesivo PC VENEZUELA, LTD y OIL AND NATURAL GAS CORPORATION (ONGC), así como la OIL INDIAN LIMITED y la INDIAN OIL CORPORATION. Este proyecto estima producir entre 200 y 240 MBD de crudo y la construcción de un mejorador, también, a ser ubicado en Soledad, estado Anzoátegui.

Posteriormente, la Comisión de Energía de la Asamblea Nacional acordó aprobar, mediante Gaceta Oficial N° 39.404 del

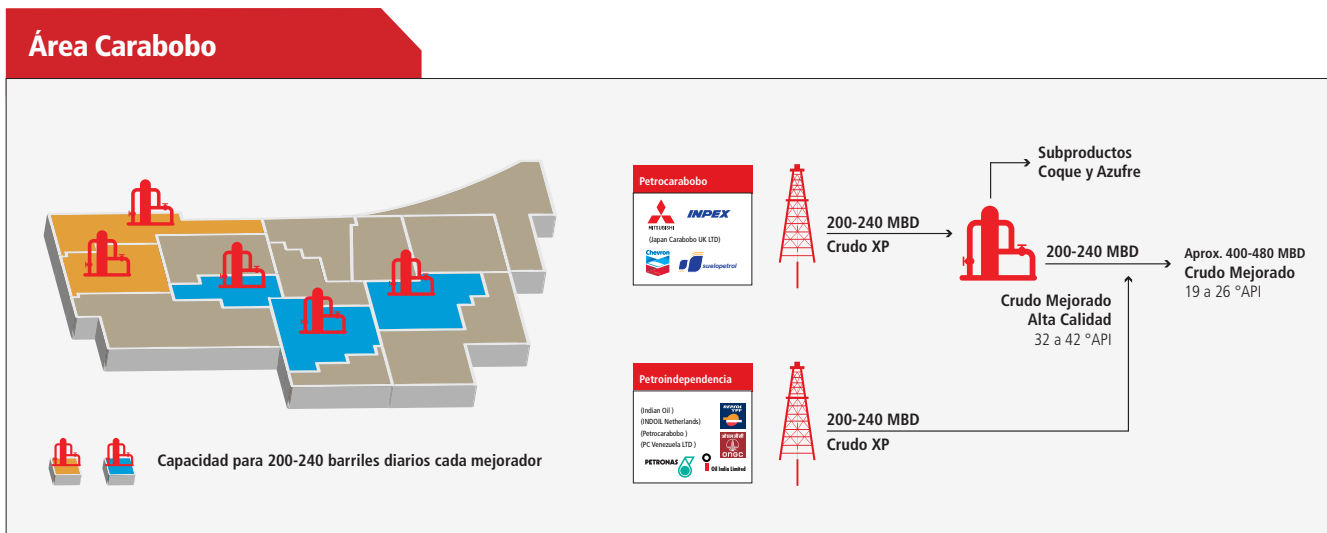
15 de abril de 2010 la constitución de la empresa mixta PETROINDEPENDENCIA, S.A, entre la filial CVP y las empresas CHEVRON CARABOBO HOLDINGS APS, MITSUBISHI CORPORATION e INPEX CORPORATION, mediante su afiliada JAPAN CARABOBO UK Ltd. y SUELOPETROL C.A, S.A.C.A., a través de su afiliada SUELOPETROL Internacional, S.A., con una participación accionaria inicial de 60% y 40%, respectivamente. Del mismo modo, conviene aprobar la constitución de la empresa mixta PETROCARABOBO, S.A, entre la filial CVP y REPSOL EXPLORACIÓN, S.A., PETRONAS a través de su subsidiaria PC VENEZUELA LTD, ONGC VIDESH LTD (OVL), a través de PETROCACABOBO

GANGA B.V., OIL INDIAN LIMITED y la INDIAN OIL CORPORATION LIMITED, mediante la sociedad INDOIL Netherlands B.V, con una participación accionaria de 60% (CVP) y 40% para los socios.

Seguidamente, el 27 de abril mediante los decretos 7.399 y 7.400, publicados en la Gaceta Oficial N° 39.419 de fecha 07 de mayo de 2010, el Ejecutivo Nacional autoriza la creación de dichas empresas. Asimismo, mediante las resoluciones N° 077 y N° 078 publicadas en la misma Gaceta Oficial, el MENPET conforme al contenido del artículo 23 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), resuelve delimitar que el área geográfica en la cual desarrollará sus actividades primarias la em-

presa mixta PETROINDEPENDENCIA, S.A, está conformada por tres bloques denominados CARABOBO 5, CARABOBO 2 SUR, y CARABOBO 3 NORTE, con una superficie de 534,54 km<sup>2</sup> ubicados en los municipios Independencia del estado Anzoátegui y Libertador del estado Monagas.

Por su parte, la empresa mixta PETROCARABOBO, S.A ejercerá sus actividades en los bloques denominados CARABOBO 1 CENTRO y CARABOBO 1 NORTE, con una superficie de 382,86 km<sup>2</sup> ubicado en los municipios Independencia del estado Anzoátegui y Maturín del estado Monagas.



Finalmente, a través de los decretos N° 7.560 y N° 7.562 del 13 de julio de 2010, publicados en Gaceta Oficial N° 39.476 del 29 de julio del mismo año, el Ejecutivo Nacional transfiere a las empresas mixtas PETROCARABOBO, S.A y PETROINDEPENDENCIA, S.A, el derecho a desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de petróleo crudo pesado y extrapesado, su extracción en estado natural, recolección, transporte y almacenamiento inicial; podrán además, desarrollar actividades de mejoramiento del crudo pesado y extrapesado, comercializar los mismos y demás productos obtenidos en el proceso de mejoramiento, de conformidad en lo establecido en el artículo 9° de la LOH y en las áreas previamente delimitadas por el MENPET.

### Área Junín

#### Junín 1:

#### **BELORUSNEFT (BELARÚS) -SINOPEC (CHINA)**

Posterior a los Acuerdos de Estudio Conjunto firmado con las Empresas BELORUSNEFT de Belarús y SINOPEC de China en el año 2008 para el desarrollo de producción de crudo extra pesado en el bloque 1 de Junín por parte de la empresa de Belarús y para el bloque 8 con la empresa China, en el mes de diciembre de 2010, se suscribió un Memorándum de Entendimiento con la empresa SINOPEC para su incorporación como socio a la empresa mixta a ser constituida conjuntamente con BELORUSNEFT, para el desarrollo del bloque Junín-1 de la FPO. El Plan de Negocio contempla una producción estimada de 200 MBD que serán utilizados como crudo de alimentación a la futura Re-

finería de Cabruta.

La Refinería de Cabruta será constituida como empresa mixta, manteniendo PDVSA 60% de participación accionaria, mientras SINOPEC conservará 30% de participación que igualmente tiene en el campo de producción de Junín-1, mientras el 10% restante será ofrecido a empresas inversionistas internacionales para apalancar el financiamiento del proyecto, de esta manera, se le otorga el carácter de negocio integrado al desarrollo del bloque Junín-1.

La Refinería de Cabruta, en su primera fase estará orientada a producir crudo mejorado de 32 °API, así como diesel para satisfacer las necesidades del mercado interno, mientras el volumen de crudo mejorado se mezclará con crudo extrapesado del Campo Boyacá 8 para generar un crudo mezcla que será alimentado a la futura Refinería Batalla de Santa Inés.

**Junín 2:**
**PETROVIETNAM (VIETNAM)**

En Gaceta Oficial N° 39.183 del 21 de mayo de 2009, el Ejecutivo Nacional autorizó la creación de la empresa mixta PETROMACAREO, S.A. entre PDVSA y PETROVIETNAM EXPLORATION PRODUCTION CORPORATION LTD. o sus respectivas afiliadas, con una participación accionaria inicial de 60% y 40%, respectivamente. Posteriormente, el 29 de mayo de 2009, el MENPET dicta la Resolución de Delimitación de área N° 076, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.189, en la cual se autoriza a dicha empresa a realizar sus operaciones dentro del bloque Junín-2, ubicado en el estado Guárico, con una superficie de 247,77 km<sup>2</sup>.

En el año 2010, mediante el decreto N° 7.785 del 02 de noviembre, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.543 de la misma fecha, el Ejecutivo Nacional transfiere a la empresa mixta PETROMACAREO, S.A. el derecho a desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de petróleo crudo pesado y extrapesado, extracción en su estado natural y su recolección, transporte y almacenamiento inicial; podrán además, desarrollar actividades de mejoramiento del crudo pesado y extrapesado, comercializar los mismos y demás productos obtenidos en el proceso de mejoramiento, de conformidad con lo establecido en el artículo 9° de la LOH y en las áreas previamente delimitadas por el MENPET. PETROMACAREO, podrá prestar servicios a otras empresas mixtas, a empresas de la exclusiva propiedad del Estado o a otras empresas.

Esta empresa estima una producción de 200 MBD de crudo extrapesado; asimismo, contempla la construcción de un mejorador para el procesamiento de dicha producción, con el objeto de obtener 180 MBD de crudo mejorado a 32 °API. El destino final del crudo será Vietnam para satisfacer necesidades energéticas.

**Junín 4:**
**CNPC (CHINA)**

El 17 de abril de 2010, se firmó Memorandum de Entendimiento con la empresa petrolera China CNPC, para la conformación de una empresa mixta destinada a la explotación del Bloque Junín 4 de la FPO, que permitirá la producción de 400 MBD de crudos extrapesados y el mejoramiento de 200 MBD, para obtener aproximadamente 180 MBD de crudo mejorado a 32 °API, a través de un mejorador a ser construido. Los 200 MBD restantes de crudo extrapesado serán mezclados con los 180 MBD de crudo mejorado para obtener 380 MBD de crudo a 16 °API en el año 2017, para ser 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.

Posteriormente, el 14 de octubre de 2010 y publicado en Gaceta Oficial N° 39.530 de la misma fecha, la Asamblea Nacional acuerda aprobar la constitución de Empresa Mixta PETROURICA, S.A, entre la filial CVP y la Empresa CNPC Exploration And Development Company LTD (CNPC E&D), con una participación accionaria inicial de 60% (CVP) y 40% (CNPC). Asimismo, a través del decreto 7.761 de 26 de octubre de 2010, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.538 de igual fecha, el Ejecutivo Nacional autoriza su creación.

Mediante resolución 174 del 24 de octubre de 2010, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.560 del 25 de octubre del mismo año, el MENPET delimita el área geográfica en la cual, la empresa mixta desarrollará sus actividades. Dicha área comprende el Bloque Junín 4, ubicado en el estado Guárico. Finalmente, mediante el decreto 7.924 del 21 de diciembre de 2010, publicado en Gaceta Oficial N° 39.578 de misma fecha y corregido el 22 de diciembre en Gaceta Oficial N° 39.579, se transfiere a PETROURICA, S.A. el derecho a desarrollar



actividades primarias, de conformidad con lo establecido en el artículo 9° de la LOH.

**Junín 5:**
**ENI (ITALIA)**

El 26 de enero de 2010, PDVSA firma Memorandum de Entendimiento para conformar una empresa mixta de refinación, que se denominará PETROBICENTENARIO, que tendrá una capacidad de 350 MBD en Jose, para la realización de actividades de refinación del crudo extrapesado del bloque Junín 5 (240 MBD), así como de otras corrientes o crudos (110 MBD) que PDVSA tiene interés en procesar.

Seguidamente, el 26 de marzo de 2010, PDVSA firma un Memorandum de





Entendimiento con ENI para el desarrollo de un proyecto de producción, manejo y transporte de hidrocarburos producidos a través de la empresa mixta de producción PETROJUNÍN, S.A. ubicada en parte del bloque Junín 5 (424 km<sup>2</sup>) con un POES de 35,5 MMBls y un límite de producción de 240 MBD de crudo extrapesado, los cuales serán transportados a una refinería a construirse en Jose que tendrá una capacidad de 350 MBD. Los otros 110 MBD a refinar provendrán de productos intermedios de otro mejorador.

El 14 de octubre de 2010, mediante Gaceta Oficial N° 39.530, la Asamblea Nacional autorizó la conformación de las dos empresas mixtas entre CVP y ENI LASMO, PLC., posteriormente denominadas

PETROBICENTENARIO y PETROJUNÍN, S.A. El 26 de octubre de 2010, a través del decreto N° 7.760, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.538, el Ejecutivo autorizó la creación de las mencionadas empresas mixtas con una participación accionaria de PDVSA a través de su filial CVP de 60% y de ENI LASMO, PLC 40%.

Del mismo modo, mediante resolución N° 168 del 11 de noviembre de 2010, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.551 del 12 de octubre, el MENPET designó el área geográfica para la empresa mixta PETROJUNÍN, S.A., en la cual desarrollará sus actividades primarias.

Como último avance en la creación de estas empresas mixtas, se destaca que el 21 de diciembre de 2010, mediante decreto 7.922, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.578 del 21 de diciembre de 2010, modificado mediante aviso oficial el 22 de diciembre, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.579, el Ejecutivo Nacional transfiere a la empresa mixta PETROJUNÍN, S.A. el derecho a desarrollar actividades primarias, de conformidad en lo establecido en el artículo 9° de la LOH; mientras que la empresa mixta PETROBICENTENARIO, está a la espera de la suscripción del Acta Constitutiva y Estatutos Sociales de la misma, para poder iniciar los trámites de inscripción ante el Registro Mercantil. Es importante mencionar, que esta empresa mixta tendrá por objeto las actividades de refinación, consagradas en la LOH.

#### **Junín 6:**

**CONSORCIO RUSO (GAZPROM, LUKOIL, TNK BP Y ROSNEFT RUSIA)**

El 1° de Febrero de 2010, se firmó un Memorandum de Entendimiento para la creación de una empresa mixta encargada de explotar el bloque Junín 6 de la FPO con el Consorcio Ruso y PDVSA. En la empresa mixta del bloque Junín 6, a ser constituida, PDVSA contará con 60% de las acciones y el Consorcio Ruso con 40% restante. La producción de esta empresa se estima en 450 MBD de crudo extra pesado, se planifica procesar 200 MBD en un mejorador que será construido para obtener aproximadamente 190 MBD de crudo mejorado a 42 °API. Los 250 MBD no mejorados se-

rán mezclados con los 190 MBD mejorados para obtener 440 MBD de crudo entre 16 y 22 °API.

El 09 de Marzo de 2010, la Asamblea Nacional, en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.382, aprobó la conformación de la empresa mixta PETROMIRANDA, S.A. que operará dentro del área geográfica ubicada en el estado Anzoátegui, bloque Junín 6, del área Junín de la FPO, en una superficie de 447,85 km<sup>2</sup> delimitada por el MENPET mediante resolución 053 publicada en Gaceta Oficial N° 5.968 del 23 de marzo de 2010. En este sentido, la empresa mixta podrá producir hasta un promedio anual de 450 MBD de crudo extrapesado, debiendo llevar a cabo actividades de recuperación secundaria con el objeto de alcanzar el perfil de producción previsto en el plan de desarrollo del área delimitada, durante 25 años.

El 24 de marzo de 2010, se emitió un aviso en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.393, sobre la aprobación de la Asamblea Nacional para corregir el área geográfica del acuerdo de fecha 09 de Marzo de 2010; es decir, que esta empresa realizará sus actividades en una superficie de 447,86 km<sup>2</sup>, ubicada en la jurisdicción de los estados Guárico y Anzoátegui.

El 29 de julio 2010, la Presidencia de la República transfirió a la empresa mixta PETROMIRANDA, S.A. el derecho a desarrollar actividades primarias de exploración en yacimientos de petróleo crudo pesado y extrapesado, su extracción en estado natural y la recolección, transporte y almacenamientos iniciales, durante el período de 25 años contados a partir de esta fecha, de acuerdo con el Decreto N° 7.561, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.476.

#### **Junín 10:**

**TOTAL (Francia) y STATOILHYDRO (Noruega)**

El 21 de enero de 2010, el MENPET, 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, por lo que el bloque será desarrollado con esfuerzo propio de PDVSA.



En la siguiente tabla 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 es de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Transferencia; en tal sentido, éstas podrán desarrollar actividades primarias durante un período 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.

Empresa Mixta	Fecha de Constitución	Fecha Decreto Transferencia	(%)Participación		Accionista Minoritario	País
			PDVSA	SOCIOS		
PETROMIRANDA, S.A.	20/04/2010	29/07/2010	60	40	Consortio Nacional Petrolero (1)	Rusia
PETROMACAREO, S.A.	17/09/2010	02/11/2010	60	40	PetroVietnam (2)	Vietnam
PETROCARABOBO, S.A.	25/06/2010	29/07/2010	60	11	Repsol (3)	España
				11	PC Venezuela (4)	Malasia
				11	Petrocarabobo Ganga (5)	India
				7	Indoil Netherlands B.V. (6)	India
				34	CHEVRON (7)	EEUU
PETROINDEPENDENCIA, S.A.	25/06/2010	29/07/2010	60	5	Japan Carabobo Uk (8)	Japón
				1	Suelopetrol (9)	Venezuela
PETROURICA, S.A.	14/12/2010	21/12/2010	60	40	CNPC (10)	China
PETROJUNÍN, S.A.	14/12/2010	21/12/2010	60	40	ENI (11)	Italia
EMPRESA MIXTA PETROLERA VENCUPET, S.A.	03/12/2010	21/12/2010	60	40	CUPET (12)	Cuba

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

## Campos Maduros

### Estudios Conjuntos

#### PDVSA – ODEBRECHT OIL AND GAS

**Campos Mara, La Paz y Sibucara:** En el año 2010 se continuó con el estudio conjunto iniciado en el 2009, culminándose la versión preliminar del Plan de Negocios y las evaluaciones económicas. Se analizaron dos escenarios de producción, resultando electo aquel que estima acumular una producción de 101,3 MMBls, en un periodo de 25 años.

El 28 de abril de 2010 se firmó un Memorandum de Entendimiento para la creación de una empresa mixta, con el objeto de realizar actividades primarias en los Campos Mara Este, Mara Oeste, La Paz y Sibucara. Posteriormente, en reunión llevada a cabo el 18 de mayo por el Comité Guía, se acordó incorporar el Campo El Moján al Plan de Negocios (+ 500 MBl de reservas en libros).

Al 31 de diciembre de 2010, PDVSA y ODEBRECHT OIL AND GAS mantienen la discusión de los términos y condiciones del proyecto para la conformación de la empresa mixta. Según el Plan de Negocio aprobado por el Comité Guía, se estima elevar la producción hasta un máximo de 15,6 MBD durante nueve años y acumular un total de 100,3 MMBls de crudo en los 25 años de la empresa mixta. Los montos estimados de inversiones y gastos alcanzan 386,3 millones de dólares y 1.191,6 millones de dólares, respectivamente.

#### Estudio Conjunto

##### PDVSA-BELORUSNEFT (BIELORUSIA)

#### Campos Soto Norte, Soto Este, Mapi-ri, Mapi-ri Central, Mapi-ri Este y la Ceibita-R:

En el año 2009 el MENPET decide conceder a la empresa mixta PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A. los campos: Soto Norte, Soto Este, Mapi-ri, Mapi-ri Central, Mapi-ri Este y la Ceibita-R. Entre los meses de enero y febrero de 2010, se realizaron evaluaciones económicas para esquemas adicionales de negocio y se solicitó nuevamente a la filial CVP aprobar el plan de negocio de los campos para su asignación a la empresa mixta, bajo el régimen de licen-

cia de gas libre, después del cumplimiento de las formalidades de ley ante el MENPET y la Asamblea Nacional.

El 09 de Marzo de 2010, la Asamblea Nacional aprueba la modificación de las condiciones mediante las cuales se creó la Empresa Mixta PETROLERA BIELOVENEZOLANA, para autorizar a esta última a explorar y explotar hidrocarburos gaseosos no asociados, mediante el acuerdo publicado en Gaceta Oficial N° 39.282. Seguidamente, el 16 de Marzo de 2010 el MENPET, mediante la resolución N° 045, publicada en Gaceta Oficial N° 39.387, resuelve otorgarle una licencia de exploración y explotación hidrocarburos gaseosos no asociados.

Es importante resaltar, que las áreas geográficas mencionadas anteriormente, se encuentra en proceso de asignación a la referida empresa mixta, para el ejercicio de actividades primarias, conforme a la resolución emanada del MENPET N° 187 del 23 de diciembre de 2010, publicado en la Gaceta Oficial N° 39.584 del 30 de diciembre del mismo año; no obstante, se está a la espera del decreto de transferencia que otorga el derecho a ejercer las actividades primarias.

El escenario de explotación propuesto permite desarrollar una producción de gas máxima de 221 MMPCGD en el año 2016; y una producción acumulada de 1.229 TPCG, así mismo, se estima alcanzar una producción acumulada de 27,6 MMBls de petróleo de 36-47 °API. Las inversiones y gastos se estiman en 1.458 millones de dólares y 1.335 millones de dólares respectivamente.

#### Campos Bloque VIII Centro, Bloque XII Lagunillas, Casma 1 y Soledad:

El 08 de junio de 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 incorporar los mismos a las áreas operativas de la empresa mixta PETROLERA BIELOVENEZOLANA.

En atención al compromiso entre la República Bolivariana de Venezuela y Bielorusia de firmar el Memorando de Entendimiento para la incorporación de las áreas geográficas bloque VIII Centro y bloque XII Lagunillas para el desarrollo acti-

vidades primarias, el 28 de septiembre de 2010 se realizó la reunión del Comité Guía acordándose la implementación de un plan de explotación para estos bloques; y la exclusión de los Campos Casma 1 y Soledad por su condición de áreas en fase de evaluación y alta incertidumbre asociada a las reservas.

En virtud de esto, el 16 de octubre de 2010 se firmó en la ciudad de Minsk, Belarús el Memorandum de Entendimiento para la incorporación de las áreas geográficas mencionadas para la constitución de la empresa mixta. Según el Plan de Negocio, se estima alcanzar una producción máxima promedio de 10,6 MBD de 29 33 °API, con un plateau de cuatro años (2011-2016), para acumular un total de 40,2 MMBls de crudo y 85,3 MMMPC de gas en los 25 años de la empresa. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan 395,6 millones de dólares y 128,1 millones de dólares, respectivamente.

El 02 de diciembre mediante acuerdo de la Asamblea Nacional, publicado el 03 de diciembre en Gaceta Oficial N° 39.566, se aprobó la modificación del objeto del contrato de la empresa mixta PETROLERA BIELOVENEZOLANA, con la finalidad de incorporar los bloques VIII Centro y XII Lagunillas, con una superficie de 161,01 km<sup>2</sup>, ubicados en el Occidente del país, para que desarrolle actividades primarias en dichas áreas, adicionalmente a las ya establecidas en el acuerdo de la Asamblea Nacional, mediante el cual, se constituyó la empresa mixta entre la filial CVP y la empresa estatal denominada Unión de Empresas Productoras BELORUSNEFT, publicado en Gaceta Oficial N° 38.826, de fecha 6 de diciembre de 2007.

#### Estudio Conjunto

##### PDVSA – CUPET (CUBA)

#### Campos Adas, Lido, Limón y Oficina

**Central:** De acuerdo a la Gaceta Oficial N°. 39.399 del 08 abril de 2010, la Asamblea Nacional aprobó la constitución de la empresa mixta 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 aso-

ciado en los Campos Adas, Lido, Limón y Oficina Central ubicados en el estado Anzoátegui. De acuerdo al decreto 7.376 publicado en Gaceta Oficial N° 39.403 del 14 de abril de 2010 y posteriormente modificado en Gaceta Oficial N° 39.492 del 20 de agosto, el Ejecutivo autorizó la creación de dicha empresa.

En Gaceta Oficial N° 39.404 de fecha 14 de abril de 2010, se publicó la resolución N° 060 del MENPET, mediante la cual se delimita el área geográfica de los campos objeto de la empresa mixta. Posteriormente, dicha resolución fue modificada el día 26 de agosto y publicada en Gaceta Oficial N° 39.498 del 30 de agosto de 2010. El área delimitada está conformada por 3 bloques denominados OFICINA CENTRAL con 249,44 km<sup>2</sup>, ubicado en el estado Anzoátegui, ADAS con 212,64 km<sup>2</sup> entre los estados Monagas y Anzoátegui, y LIDO-LIMÓN 332,13 km<sup>2</sup> en el estado Anzoátegui para que ejerza las actividades primarias conforme a lo establecido en el artículo 9 de la LOH.

El 19 de abril de 2010, se firmó contrato para la constitución y administración de VENCUPET y el 21 de diciembre del mismo año, según Decreto 7.923 publicado en Gaceta Oficial N° 39.578, se transfiere a PETROLERA VENCUPET, S.A., el derecho a desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de petróleo crudo pesado y extrapesado, su extracción de tales petróleos crudos en su estado natural, y su recolección, transporte y almacenamiento iniciales en el área delimitada.

Según el Plan de Negocio, 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 crudo y 64,8 MMMPC de gas en los 25 años de la empresa mixta. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan 371,5 millones de dólares y 234 millones de dólares, respectivamente.



**Estudio Conjunto  
PDVSA – CUPET (CUBA) –  
SONANGOL (ANGOLA)**

**Campos Miga y Melones Oeste:** El 24 de mayo de 2010 se firmó en Caracas un memorando de entendimiento para la constitución de una empresa mixta entre la filial CVP (60%), Comercial CUPET, S.A. (20%) y SONANGOL PESQUISA & PRODUCAO, S.A. (20%), para la explotación de los Campos Miga y Melones Oeste ubicados en el estado Anzoátegui, prosiguiendo de inmediato CVP con el sometimiento ante el MENPET del proyecto de contrato de constitución de la empresa mixta.

Mediante acuerdo firmado el 02 de diciembre de 2010 y publicado en Gaceta Oficial N° 39.566 del 03 de diciembre, se aprueba la constitución de la empresa mixta entre la filial CVP y las empresas Comercial CUPET, S.A., y SONANGOL PESQUISA

& PRODUÇÃO, S.A. para que desarrollen actividades primarias y el 21 de diciembre, según Gaceta N° 39.578, se autoriza la creación de la misma.

El 27 de diciembre de 2010, de acuerdo a la resolución N° 186 publicada en la Gaceta Oficial N° 39.584 del 30 de diciembre, el MENPET resuelve delimitar el área geográfica en la cual llevará a cabo sus actividades la empresa mixta. Según el plan de negocios se estima producir 94,28 MMBls en 25 años y alcanzar una producción máxima de 20 MBD de crudo de 11-16 °API. El estimado de inversiones y gastos asciende a 453,8 millones de dólares y 386,9 millones de dólares, respectivamente.

Es importante señalar, que se está a la espera de la suscripción del contrato para la constitución de la empresa y del decreto de transferencia para que pueda iniciar sus actividades.



man en 602,8 millones de dólares y 587,9 millones de dólares respectivamente.

### **Estudio Conjunto PDVSA – PETROPARS (IRÁN)**

**Campo Dobokubi:** El 20 de octubre de 2010, se firmó en la República Islámica de Irán un memorando de entendimiento entre la filial CVP y PETROPARS UK LIMITED, para la constitución de una empresa mixta, con una participación de 74% y 26% respectivamente. Según el Plan de Negocio, se estima producir 302 MMBls 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 una inversión 1.617 millones de dólares y gastos por 1.363 millones de dólares.

En el mes de noviembre de 2010, se retomaron las discusiones de los términos y condiciones del proyecto de contrato de constitución de la empresa mixta y el ocho de diciembre las partes firmaron el Plan de Negocio y el proyecto de contrato, enviándose de inmediato estos documentos al MENPET para su consideración y posterior sometimiento a la Asamblea Nacional.

El 16 de diciembre de 2010, mediante acuerdo publicado en Gaceta Oficial N° 39.577 de fecha 20 de diciembre, la Asamblea Nacional aprobó la constitución de una empresa mixta entre la filial CVP y PETROPARS UK LIMITED para desarrollar actividades primarias en el Campo Dobokubi, ubicado en el estado Anzoátegui, en una superficie estimada de 353,15 km<sup>2</sup>, que será delimitada por el MENPET. Asimismo, mediante decreto 7.978 del 29 de diciembre, publicado en Gaceta Oficial N° 39.584 del 30 de diciembre, el Ejecutivo Nacional autorizó la creación de la empresa mixta mencionada.

### **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 memorando de entendimiento para la constitución de la empresa mixta durante el encuentro oficial entre Venezuela y China en la ciudad de Beijing.

En el mes de diciembre, SIPC envió a la filial CVP sus comentarios al borrador del proyecto de constitución de la empresa mixta que se encargará de la explotación de los bloques: Oleos y Yopales Sur: (60% PDVSA / 40% SIPC), estimándose iniciar la discusión del borrador en enero 2011.

Se estima producir 108,85 MMBls en los 25 años de la empresa mixta, con un plateau promedio de 24 MBD durante cuatro años. Las inversiones y gastos se esti-





## PROYECTO SOCIALISTA ORINOCO

El PSO está inscrito en las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013. Articula en un marco territorial, el desarrollo petrolero y no petrolero en el eje Apure-Orinoco, con el objeto de impulsar la actividad productiva e industrial mediante un modelo de desarrollo socialista que permita el progreso integral de dicha región y contribuya a la desconcentración del territorio nacional.

En este sentido, la República Bolivariana de Venezuela aprovecha los inmensos recursos que ofrece la FPO para ampliar su participación en el mercado internacional y estimular el desarrollo sustentable del país, mediante el diseño y construcción de vías terrestres, fluviales y férreas, el desarrollo de proyectos agroproductivos, industriales, turísticos y de servicios que redundarán en la reducción de la miseria y la disminución de la pobreza en las poblaciones de la FPO; además de promover la transformación de las relaciones sociales de produc-

ción en las principales actividades económicas, basadas en la propiedad social y el fortalecimiento de las capacidades básicas de la población para el trabajo productivo.

Dentro de los aspectos relevantes ocurridos durante el año 2010 se destacan los siguientes:

**En Vialidad y Transporte:** Finalizada ingeniería detalle de la rehabilitación de la Troncal 16, tramo El Tigre-Soledad, de 115 km de longitud y la Local 9 de Anzoátegui, tramo intersección Troncal 15-Mapi-re, de 140 km de longitud. Se inició ingeniería de detalle de rehabilitación de seis vías, un total de 1.000 km (Guárico, Monagas y Bolívar), 90% de avance del estudio de ruta del Corredor de Servicios, que incluye: autopista de tres canales más hombrillos por par vial, líneas eléctricas de 115kV/400kV, gasoducto, acueducto, oleoductos, poliductos, vía férrea y fibra óptica.



**En Electricidad:** Se culminó la ejecución del proyecto Servicios Profesionales para el Estudio de Expansión del Sistema Eléctrico de Generación y Transmisión de la FPO. Se elaboró el Programa Global de Energía, con la participación de 200 representantes del MENPET, FUNDELEC, ENAGAS, CORPOELEC y PDVSA. Se propuso la construcción de tres plantas termoeléctricas, utilizando coque de la FPO, se finalizó la Ingeniería Básica de las Subestaciones Centro Industrial Agrícola Socialista (CIAS) 115/34,5 Kv y Chaguaramas 115/34,5 Kv.

**En Agua y Saneamiento:** Elaborado, en conjunto con HIDROVEN, C.A., documento de Fase Visualización de 4 acueductos mayores en la FPO (área: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá), con capacidad de suministro de 9.100 Lts/s al sector petrolero, industrial y a la comunidad. Elaborado plan de agua potable y saneamiento, en conjunto con HIDROVEN. En ejecución, plan de suministro de agua a los pueblos de la FPO.

**En Hábitat y Vivienda:** Se estableció alianza estratégica con el Ministerio del

Poder Popular de Obras Públicas y Vivienda (MPPOPV) y la filial CVP para la construcción de viviendas en el territorio de la FPO. Se elaboró estudio marco urbano regional del territorio de la FPO, que contiene formulación de acciones tempranas en área Carabobo, caracterización de la dinámica urbano-regional de la FPO y prospectiva territorial del desarrollo urbano-regional de proyectos. Para San Diego de Cabrutica (SDC) se elaboró: propuesta urbana, estudio de patrimonio de la parroquia, proyecto urbanístico de la futura ciudad SDC, así como el proyecto urbanístico y arquitectónico de 260 viviendas para cubrir el déficit actual. En visualización del proyecto: Oficinas operacionales en Chaguaramas y Palital. En Soledad se elaboró propuesta urbana para la construcción de 7.500 viviendas.

**En Salud:** Elaborada documentación para contratar los servicios profesionales de análisis de la situación actual del sistema de salud e ingeniería básica de proyectos de salud de los municipios de la FPO. Culminada la visualización y documentación para contratar la conceptualización y definición de cuatro hospitales industriales en las poblaciones de Temblador, Soledad, Mpire y Santa Rita.

**En Educación:** Inaugurada primera cohorte del Programa de Formación de instructores para los operadores de planta. Estimada la demanda de artesanos, técnicos y profesionales por año, negocio y disciplina requeridas en los proyectos petroleros de la FPO. Diseñado programa de formación de técnicos y artesanos, base para la propuesta de creación de la Universidad de los Hidrocarburos. Firmado convenio específico de cooperación entre la empresa

TOTAL y CVP para la ejecución de los siguientes Programas de Formación: Maestría en Producción, Mejoramiento y Refinación de Crudo Extrapesado y Formación de Instructores Técnicos de Operaciones de Producción y Mejoramiento de Crudo Extrapesado. Acordado con Misión Sucre utilizar sus edificios en Ciudad Bolívar.

**En Industrial-Socio productivo:** Se definieron los servicios y posible ubicación de terreno del Polígono Industrial Socialista de Soledad (PIS). Elaborados los Términos de Referencia (TDR) para el estudio de mercado y visualización del Sector Agro Textil y de confección. Finalizada visualización del proyecto Planta Escuela Textil de Soledad, de los subproyectos: Muelle Auxiliar y de Servicios, Planta de Agua Potable Envasada y Planta de Hielo del PIS Soledad. Se completó los TDR para la fase de visualización del proyecto oportunidades de manufactura y servicios en la cadena de suministro de los mejoradores de la FPO. Finalizada visualización del Centro Industrial de Servicios (CIS) en Chaguaramas y San Diego de Cabrutica, así como los TDR para la contratación y el plan de aseguramiento de calidad de la fase conceptual. Elaborada visualización de abastecimiento de alimentos para operaciones petroleras del PSO y en el proyecto de Redes Socioproductivas Locales. En ejecución los siguientes proyectos: Desarrollo de Ganadería Bovina de Carne, Agroproductivos en el entorno del Condominio de Mejoradores Falconero-Soledad, desarrollo agroproductivo de las tierras con vocación agroforestal en la empresa Petrocedeño y el Distrito Cabrutica y Proyectos agrícolas en las fincas: La Atascosa, El Palote y otras ubicadas en el área del Distrito Cabrutica.



## 2. GAS

PDVSA Gas en la actualidad se concibe como la filial de PDVSA que se dedica a la exploración, explotación, procesamiento, transporte, distribución y comercialización del gas natural, LGN y gas metano.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos cuyo componente principal es el metano, acompañado de otros hidrocarburos e impurezas como agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, entre otros. Es el combustible menos dañino al ambiente, por lo cual es denominado combustible verde y considerado como la alternativa energética del siglo XXI, de allí su creciente utilización a nivel mundial para satisfacer los requerimientos energéticos.

Se procesa en las plantas de extracción donde se separa el gas metano de la corriente de LGN, siendo éstos fraccionados posteriormente y se obtiene etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural. Por otra parte, la mezcla de butano-propano conforma el Gas Licuado de Petróleo (GLP), utilizado como combustible principalmente en el sector doméstico, y comercializado a través de la filial PDVSA Gas Comunal.

En el año 2007, el Ejecutivo Nacional dio inicio a la Revolución Gasífera, con la finalidad de ejecutar proyectos para mejorar la calidad de vida de la población venezolana, asegurando el abastecimiento de gas al mercado interno, en especial a los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico y petrolero. Se han visualizado, además, proyectos de gran envergadura para llevar el gas metano directamente por tuberías a 3.260.000 hogares venezolanos. Esta fase también contempló la adquisición de 51% de la actividad de suministro de GLP del país, dando origen a la filial PDVSA GAS Comunal; 49% del suministro restante lo manejan empresas autorizadas para el servicio de comercialización. El objetivo de la filial es asegurar un servicio eficiente con precios justos y la participación de consejos comunales a lo largo de toda su cadena de producción, para garantizar el suministro de este energético en todo el territorio nacional.

Actualmente, 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. 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.







## a. PRODUCCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL

La producción de gas natural Nación para el año 2010, fue de 6.961 MMPCD, el cual incluye las Licencias por 357 MMPCD y se recibió un promedio de 154 MMPCD de gas metano de las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte; razón por la cual la disponibilidad total de gas natural a nivel Nación se ubicó en 7.115 MMPCD:

Producción y Disponibilidad de Gas Natural	Volumen (en MMPCD)
<b>PDVSA GAS</b>	<b>1.151</b>
Anaco	1.111
San Tomé	40
<b>PDVSA PETROLEO</b>	<b>4.844</b>
<b>FAJA (1)</b>	<b>162</b>
<b>CVP</b>	<b>447</b>
<b>LICENCIAS (2)</b>	<b>357</b>
<b>TOTAL PRODUCCIÓN NACIÓN</b>	<b>6.961</b>
<b>COMPRAS (3)</b>	<b>154</b>
<b>TOTAL DISPONIBLE</b>	<b>7.115</b>

(1) Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá.

(2) Quiriquire Gas, Guárico Gas, Ypergas y Sipororo/Barrancas.

(3) Chevron y Ecopetrol.

\* PDVSA Petroleo, Faja, CVP y Licencias: Valores Fiscalizados MENPET.

De la disponibilidad total de gas natural a nivel Nación, 5.503 MMPCD (77%) corresponde a consumo propio de PDVSA y 1.612 MMPCD a ventas de gas metano para cubrir los requerimientos del mercado local en los sectores eléctrico, siderúrgico, aluminio, cemento, comercializadoras, doméstico y petroquímico.

El volumen de 5.503 MMPCD lo utilizó la industria petrolera de la siguiente forma: 2.958 MMPCD inyectados a los yacimientos (recuperación secundaria de crudo), 732 MMPCD como combustible propio en las actividades de transporte de crudo, y el resto del volumen corresponde a lo transformado en LGN, venteo, mermas y pérdidas.

## b. COMPRESIÓN DE GAS

En Gaceta Oficial N° 39.174 de fecha 8 de mayo de 2009, se promulgó la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, a través de la cual el Ejecutivo Nacional delegó en PDVSA la nacionalización de los servicios de compresión alquilada de gas a nivel nacional. A fin de dar cumplimiento al decreto, en junio 2009, PDVSA Gas toma el control de las operaciones de las plantas de manejo de gas e instalaciones administrativas que eran operadas por la empresa Exterran Venezuela, C.A. en diferentes estados del país, asumiendo la responsabilidad de operar de manera eficiente, rentable y segura las plantas de compresión, garantizando el suministro confiable para soportar la producción de crudo, refinación, generación eléctrica, petroquímica y mercado interno, utilizando tecnología de punta, apoyados en la excelencia del personal, impulsando la responsabilidad social, preservando el medio ambiente y alineados con los planes estratégicos de la Nación.

En el año 2010 se asumen las operaciones de compresión del Campo Dación I y II, eliminando la tercerización del servicio prestado por la empresa Skanka.

Con esta nacionalización se incorporaron, a esta filial, 45 plantas compresoras que manejaba EyP Occidente y 11 plantas de EyP Faja (Campo Dación, San Tomé), más 36 de las empresas mixtas de CVP y 10 de E&P Faja para completar una infraestructura de 154 plantas (59 en Oriente y 49 en Occidente) y 361 motocompresores (217 en Oriente y 144 en Occidente), a los cuales están asociados 6.836 MMPCD, 1.128 MBD de crudo y 50 MWh.

## c. PRODUCCIÓN Y VENTA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Durante el año 2010, PDVSA GAS tomó el control operativo y administrativo de la empresa Accroven, S.R.L., específicamente de dos Plantas de Extracción las cuales procesan 800 MMPCD de gas y, una Planta de Fraccionamiento de LGN de 50 MBD de LGN con capacidad de 0,61 MMBls de almacenaje.

Los procesos de Extracción y Fraccionamiento de LGN son llevados a cabo por PDVSA a nivel nacional, a través de 12 Plantas de Extracción y tres Plantas de Fraccionamiento, para un total de 15 plantas, las cuales se especifican a continuación:

### ORIENTE:

**Seis Plantas de Extracción:** Planta Santa Bárbara, Tren C de Santa Bárbara y Jusepín (ubicadas en el estado Monagas) y Planta San Joaquín, Tren C de San Joaquín, Refrigeración San Joaquín y una Planta de Fraccionamiento Almacenaje y Despacho Jose (ubicadas en el Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui en el estado Anzoátegui), operadas por PDVSA GAS.

### OCCIDENTE:

**Seis Plantas de Extracción:** El Tablazo I y II (operadas por PEQUIVEN); Tía Juana II y III, Lama Proceso y Lamar Líquido (operadas por PDVSA PETROLEO); dos Plantas de Fraccionamiento Bajo Grande y Ulé (operadas por PDVSA GAS).

La capacidad total instalada de procesamiento es de 4.855 MMPCD y la de fraccionamiento es de 268 MBD. Adicionalmente, se dispone de 381 km de poliductos en el Oriente del país.

La capacidad efectiva de fraccionamiento de LGN es de 242 MBD.

Para el año 2010, las operaciones de extracción y procesamiento de LGN alcanzaron un volumen de 147 MBD, mientras que las ventas se situaron en 150 MBD, de los cuales 34 MBD (23%) fueron destinados al mercado de exportación y 116 MBD (77%) colocados en el mercado local (83 MBD vendidos a terceros y 33 MBD de ventas interfiliales).

Las exportaciones de propano y butano se dirigieron fundamentalmente al Caribe, Norte y Sur América, mientras que la gasolina natural se exportó principalmente a Norteamérica y el Caribe.



## d. INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE

A nivel nacional se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución de gas metano de 4.432 km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8 a 36 pulgadas), 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 Transcribeño Antonio Ricaurte.

### EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS DE PDVSA GAS:

**Complejo Criogénico de Occidente (CCO).** En el año 2010 se aprobó por parte del Comité de Planificación y Finanzas la estrategia de financiamiento externo propuesta para el CCO y se suscribió Carta Mandato entre PDVSA y el banco financiero BNP Paribas, donde se acuerdan términos y condiciones para el otorgamiento del crédito.

**Proyecto Gas Anaco (PGA).** En el año 2010, se ejecutaron las siguientes actividades:

- **En el Centro Operativo San Joaquín:** Pre-Arranque en los trenes de alta 1 y 2 (TA-1 Y TA-2), Ejecutadas pruebas precommissioning de las turbomaquinas, se energizó el Shellter proporcionando electricidad e iluminación a toda el área de compresión del Centro Operativo San Joaquín y Alineado el cableado y pruebas de energización en toda el área de Compresión del Centro Operativo San Joaquín.
- **Centro Operativo Zapato Mata R:** Culminada la obra Líneas de Recolección Campo Zapato Mata R W-4 y X-8.
- **Centro Operativo Santa Rosa:** Inaugurada la obra Sistema de Recolección, Almacenamiento y Bombeo Santa Rosa II y Culminada la obra Completación del tendido de línea eléctrica de 13,8 Kv. desde S/E Campo Santa Rosa (Seo) hasta Planta de Agua SR-Pozos.

**Proyecto Gas San Tomé:** En el año 2010, se culminó la construcción del Sistema de Transmisión Güere–Santa Ana, Culminada la interconexión del pozo G-27 al gasoducto Güere–Santa Ana, para la incorporación temprana de 12,20 pies<sup>3</sup> de gas a procesamiento y 170 barriles de crudo; generando 21 empleos directos y 63 indirectos, beneficiando las comunidades de Güere, Santa Ana y Caico Seco, pertenecientes al municipio Aragua y fabricados seis motores a gas, cinco compresores y dos enfriadores. Alineación y paquetizado de paquetes 1 y 2, realizadas pruebas de funcionamiento mecánico a los primeros cuatro motores, ensamblado y probado mecánicamente el primer paquete motocompresor (K-1).

**Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO):** Firmada Acta de Inicio de obra en marzo de 2010 con la empresa Zaramella & Pavan Construction Company, S.A. (Z&P), para la Completación Mecánica y Puesta en Servicio de Planta Compresora Altagracia y Ejecutado el proceso de contratación para la Completación Mecánica y Puesta en Servicio de Planta Los Morros.

**Aumento de la Capacidad de Fraccionamiento Jose (ACFJ):** En el año 2010, se ejecutaron actividades relacionadas con la ingeniería de detalle del V Tren y de refrigeración y construcción del Poliducto San Joaquín–Jose, entre otras.

**IV Tren San Joaquín:** Culminación de la Procura y Obras Civiles de la instalación temprana del Turbogenerador del IV Tren de Extracción San Joaquín, en cumplimiento con la autosuficiencia energética de la Planta, Culminación de fabricación de las Torres de Proceso del IV Tren de Extracción San Joaquín: Separador de baja temperatura; Torre absorbidora; Torre Demetanzadora y culminación de la Ingeniería del Sistema de Tratamiento de Gas.

**Calidad de Gas al Mercado Interno:** El proyecto tiene como objetivo construir las instalaciones de Procesos y Servicios requeridas para cumplir con las especificaciones de Calidad del Gas al Mercado Interno, conformada por los sistemas de Endulzamiento, Planta de Oxido Reducción (REDOX), Generación Eléctrica, Múltiple de Gas Rico y los Servicios Industriales asociados a la misma, que permita dar fiel cumplimiento a las Resolución N° 162, Gaceta Oficial N° 38.771 de fecha 18 de septiembre de 2007 emanadas por el MENPET, para la transmisión y distribución del gas al mercado interno. La inversión total estimada en este proyecto es de 2.744 millones de dólares y se estima que culmine en el año 2015.

Durante el año 2010, se culminó la visualización y conceptualización del proyecto y ejecución la ingeniería básica.

**Sistema Nor Oriental de Gas (SINOR-GAS):** En el año 2010, ejecutaron las siguientes actividades: 46 km de Tubería para completar un total global de 130,18 km de tubería soldada en la etapa 1 del proyecto y finalizada la completación mecánica y entrega a la Gerencia de Operaciones de 32 km de gasoducto con diámetros de 36 pulgadas y 26 pulgadas, desde la Estación de válvulas Barbacoa II hasta Estación de válvulas Refinería Puerto La Cruz, para transportar desde la Planta de San Joaquín a la Planta de Generación Eléctrica Alberto Lovera 40 MMPCED de gas.

**Jusepin 120:** En el año 2010 el proyecto logró la incorporación de 120 MMPCED de gas con una riqueza de 3,2 GPM (7,9 MBD extraíbles de LGN), minimizando el impacto ambiental por la quema de 89 MMPCED de gas e incrementando la producción en 8 MBD de crudo asociados a 31 MMPCED de gas que se encontraban cerrados.

**Gasificación Nacional:** actividades por estado desarrolladas en el año 2010:

<b>Gasificación Nacional</b>	
<b>Ubicación</b>	
<b>Distrito Capital</b>	
<b>Estado Anzoátegui – Anaco</b>	
<b>Estado Anzoátegui - Guanta</b>	
<b>Estado Anzoátegui – Resto</b> (Incluye el resto de los municipios no incluidos en los grupos anteriores)	
<b>Estado Apure</b>	
<b>Estado Aragua</b>	
<b>Estado Barinas</b>	
<b>Estado Bolívar</b>	
<b>Estado Carabobo - Valencia</b>	
<b>Estado Carabobo - Morón Puerto Cabello</b>	
<b>Estado Falcón</b>	
<b>Estado Lara</b>	
<b>Estado Miranda</b>	
<b>Estado Monagas</b>	
<b>Estado Nueva Esparta</b>	
<b>Estado Sucre</b>	
<b>Estado Yaracuy</b>	
<b>Estado Zulia</b>	





### Otras actividades

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de nueve proyectos de la cartera 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera de proyectos 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas e inicio de los procesos de contratación asociados a la cartera de proyectos 2011.

Levantamiento catastral de los sectores pendientes por gasificar en el Municipio Guanta con el apoyo de Técnicos en Gas de la Misión Sucre. Aunado a esto se están revisando los Análisis de Riesgo realizados debido a los cambios ocasionados por las condiciones climáticas en la zona.

Para el mes de diciembre se iniciaron tres obras en el Municipio Sotillo, se realizó el Levantamiento Catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera de proyectos 2011.

Visualización de los sectores a gasificar.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de cuatro proyectos de la cartera 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de tres proyectos de la cartera de proyectos 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera de proyectos 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de diez proyectos de la cartera 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera de proyectos 2011, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas.

Levantamiento catastral en sectores en proceso de gasificación y de nuevos sectores a gasificar.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de cinco proyectos de la cartera 2011.

Levantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de siete proyectos de la cartera de proyectos 2011.

Llevantamiento catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de dos proyectos de la cartera de proyectos 2011.

Visualización de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2012, así como el inicio al proceso de contratación de un proyecto de la cartera 2011.

Visualización y levantamiento Catastral de sectores a gasificar.

Visualización de los nuevos sectores a gasificar en el estado, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio a los procesos de contratación de dos proyectos.

Levantamiento Catastral de los sectores a gasificar de acuerdo a la cartera 2011 y 2012, así como el desarrollo de las Ingenierías asociadas y se dio inicio al proceso de contratación de un proyecto de la cartera 2011.

## e. GAS DOMÉSTICO

PDVSA Gas Comunal, C.A. y su operadora PDV Comunal, S.A. enfocan sus estrategias para atender las necesidades de la población del servicio público de distribución de GLP (en tanques estacionarios y en cilindros de 10, 18 y 43Kg), impulsando la industria, optimizando los procesos actuales y construyendo la infraestructura requerida que garantice e incremente el 51% de la participación del mercado adquirida en su fase de inicio, realizando las inversiones necesarias para garantizar el suministro del combustible de forma económica y oportuna a este sector de la economía popular.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA Gas Comunal, se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.







### 3. REFINACIÓN

El Negocio de Refinación de PDVSA está orientado hacia la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación en la República Bolivariana de Venezuela, el Caribe, Centroamérica, Suramérica, y la diversificación de mercado en Asia y Europa, con la finalidad de aumentar la manufactura de productos refinados de alto valor comercial. A través de los años, PDVSA ha invertido en su Sistema de Refinación Nacional e Internacional con el objetivo de aumentar su capacidad y complejidad; así como adecuar sus instalaciones, para que permitan mantener los estándares de calidad exigidos a nivel mundial. En los últimos años, viene ejecutando proyectos de conversión profunda de sus Refinerías en la República, lo cual le permitirá mejorar el rendimiento de productos de alto valor y, en consecuencia, fortalecer su portafolio de productos de exportación.

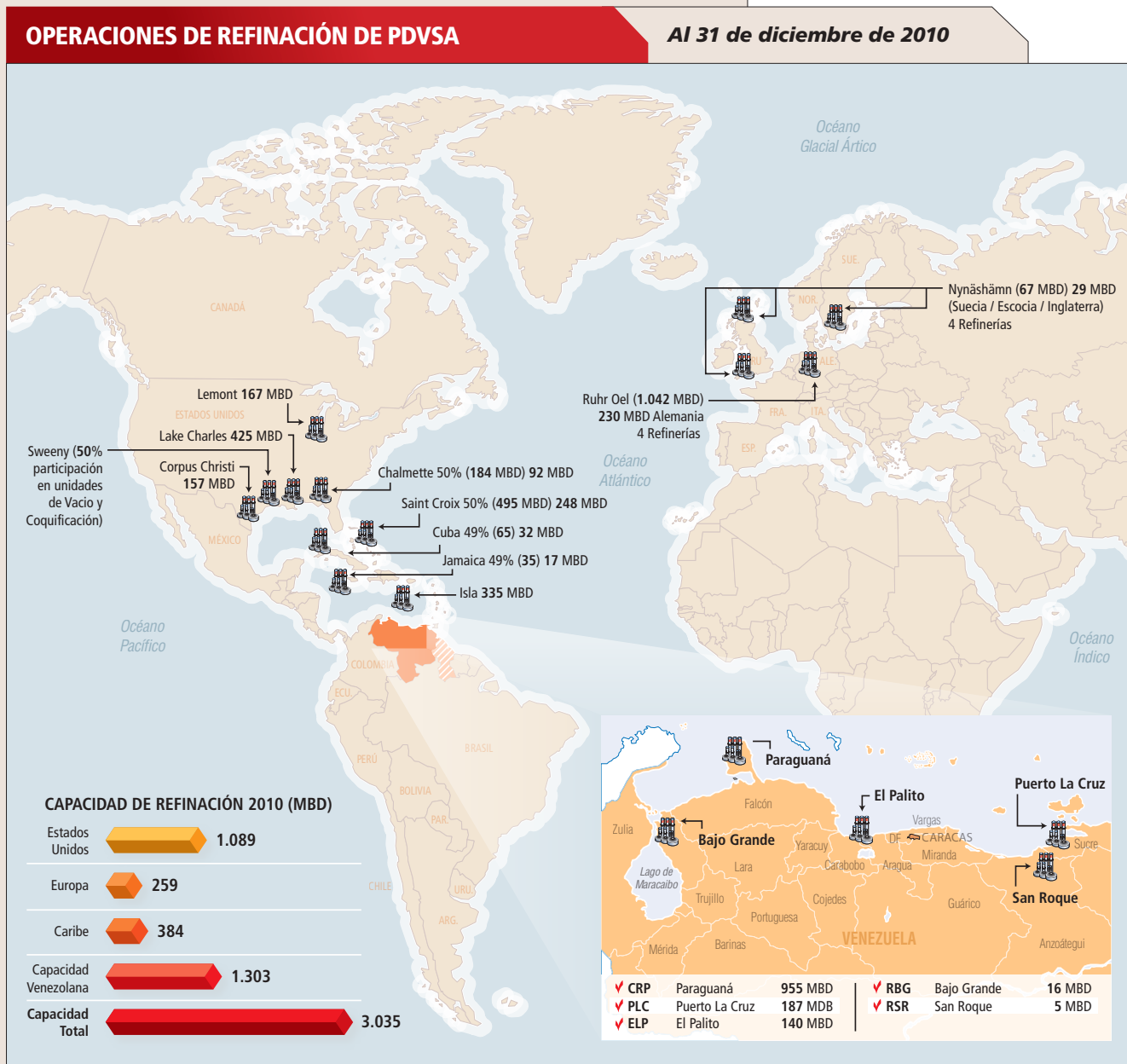




## a. CAPACIDAD DE REFINACIÓN

PDVSA realiza actividades de refinación en la República Bolivariana de Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial ha ido en aumento desde 2.362 MBD en el año 1991, hasta 3.035 MBD para el 31 de diciembre de 2010.

El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2010:



La siguiente tabla muestra la capacidad de refinación y el porcentaje de participación de PDVSA al 31 de diciembre de 2010:

### Capacidad de Refinación y Porcentaje de Participación de PDVSA

Al 31 de diciembre de 2010

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>Sub-Total Venezuela</b>			<b>1.303</b>	<b>1.303</b>
<b>Caribe</b>				
Isla (1)	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos	CUVENPETROL (2)	49	65	32
Jamaica	PETROJAM (3)	49	35	17
<b>Total Caribe</b>			<b>435</b>	<b>384</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 (4)	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	HOVENSA (5)	50	495	248
<b>Total Estados Unidos</b>			<b>1.428</b>	<b>1.089</b>
<b>Europa</b>				
Gelsenkirchen, Alemania	ROG (6)	50	230	115
Schwedt, Alemania	ROG (6)	19	240	45
Neustadt, Alemania	ROG (6)	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	ROG (6)	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	NYNAS (7)	50	29	15
Gothenburg, Suecia	NYNAS (7)	50	11	5
Dundee, Escocia	NYNAS (7)	50	9	4
Eastham, Inglaterra	NYNAS (7)	25	18	5
<b>Total Europa</b>			<b>1.109</b>	<b>259</b>
<b>Sub-Total Internacional</b>			<b>2.972</b>	<b>1.732</b>
<b>Total Mundial</b>			<b>4.275</b>	<b>3.035</b>

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

(2) Una empresa mixta con Comercial Cupet S.A.

(3) Una empresa mixta con Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ).

(4) Una empresa mixta con ExxonMobil Co.

(5) Una empresa mixta con Hess Co.

(6) Una empresa mixta con Deutsche BP GmbH.

(7) Una empresa mixta con Neste Oil AB.



## b. REFINACIÓN NACIONAL

El negocio de refinación nacional de PDVSA cuenta con seis Refinerías: Amuay, Bajo Grande, Cardón, El Palito, Puerto La Cruz y San Roque, ubicadas en diferentes regiones del país.

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional fue de 969 MBD. Adicionalmente, se procesaron 140 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de crudos e insumos procesados se obtuvieron 1.109 MBD de productos, de los cuales 347 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 329 MBD a jet y destilados, 247 MBD residuales, 7 MBD asfaltos, 4 MBD lubricantes y 175 MBD de otros productos y especialidades.

El margen bruto de refinación durante el año 2010 fue de 0,22 US\$/BI de crudo, más insumos procesados, mientras que el costo de procesamiento del sistema de refinación, excluyendo depreciación y consumo propio para el mismo período, fue de 3,01 US\$/BI de crudo, más insumos procesados.

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





## CENTRO DE REFINACIÓN PARAGUANÁ

El CRP tiene una capacidad nominal de 955 MBD, conformado por las Refinerías Amuay con 645 MBD y Cardón con 310 MBD, ubicadas en la Península de Paraguaná, estado Falcón. Adicionalmente, se encuentra integrada la Refinería Bajo Grande, en el estado Zulia, con una capacidad de 16 MBD, destinada a la producción de asfalto.

El CRP cubre 67% 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. Adicionalmente, en el año 2010, el CRP apoyó a la Refinería Isla con la entrega de 932 MBIs de Gasolina sin Plomo y 1,91 MMBIs de diesel al Mercado del Caribe; 91,45 MBIs de alquilato liviano para la manufactura de AV-GAS, garantizando la entrega de este producto al mercado local y a CUPET la entrega de 940 MBIs de residuo largo de especialidad para producción de lubricantes con la finalidad de mantener en operación el tren de lubricantes en la Refinería Isla.

En lo que respecta al mercado internacional, el CRP produce gasolina cumpliendo con las especificaciones de mercado más estrictas a nivel mundial. En el año 2010 se reanudó la entrega de la gasolina RBOB hacia el mercado Estados Unidos, producto de la ejecución del Proyecto de expansión de la unidad FCC en la Refinería Cardón, el cual genera mayor producción

de nafta catalítica, utilizada tanto en las mezclas de gasolinas por el mercado local y para la exportación. Este proyecto, que culminó en diciembre del año 2009, ha permitido mejorar la confiabilidad operacional del circuito refinador para satisfacer la demanda de gasolina, optimizar la operación desde el punto de vista ambiental y mejorar la calidad de productos, maximizando ingresos por el incremento de carga a la unidad.

Con la finalidad de cumplir con las futuras especificaciones del mercado europeo de diesel, se mantiene en progreso el proyecto de adecuación de Conversión Media y Profunda del CRP, cuya puesta en marcha se estima para el año 2016. Es-

te proyecto permitirá optimizar el aprovechamiento de la capacidad instalada de la Refinería de Amuay hasta 580 MBD, minimizando la producción de combustibles residuales y permitiendo la conversión de éstos a productos destilados de mayor valor comercial, principalmente diesel Euro V (máx. 10 ppm S / 51 número de cetano).

Por otra parte, para el año 2017 se tiene estimado el arranque del Polo Petroquímico de Paraguaná, el cual contempla el procesamiento de corrientes del CRP para generar petroquímicos básicos tales como etileno, propileno, aromáticos (BTX), que aumenten la cadena de valor y permitan la manufactura de productos terminados.

## REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

Ubicada en Puerto La Cruz, estado Anzoátegui, la Refinería PLC cuenta con una capacidad nominal de 187 MBD. En este mismo estado opera de forma integrada la Refinería San Roque, con una capacidad de 5 MBD, para un total de capacidad nominal de procesamiento de crudo de 192 MBD, en el complejo de Refinación Oriente.

Los productos obtenidos en este Complejo de Refinación (Gasolinas, Jet, Diesel, Nafta Liviana, GLP y Parafina) se destinan en un 46% al mercado doméstico local y la producción excedente (54%) se destina



al mercado de exportación, dirigida principalmente a los países del Caribe, Centro y Sur América y Europa.

En aras de mejorar los niveles de confiabilidad operacional de las instalaciones, se ejecutaron actividades de mantenimiento y recuperación de los Turbos Generadores de Electricidad, permitiendo alcanzar la suma de 46 MW de autogeneración eléctrica, cubriéndose con ello la totalidad de la demanda de la Refinería PLC.

Asimismo, se desarrolló la ingeniería, procura y construcción de la primera etapa de la Planta de Generación Eléctrica Alberto Lovera, lográndose con ello, la generación de 150 MW, destinados al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Igualmente, se completó el mantenimiento mayor de la unidad de destilación atmosférica (DA-3), actualmente se encuentra en la fase de completación el mantenimiento mayor del Complejo de Conversión, prevista su culminación para el mes de enero 2011; se completó la fase de ingeniería, procura y construcción del Proyecto Reducción Emisión de Catalizadores en la Unidad de FCC, contribuyendo con ello al cumplimiento de la normativa ambiental vigente.

Se inició la Fase de Implantación del Proyecto Conversión Profunda de la Refinería de Puerto La Cruz, La cual se orientará hacia el procesamiento de crudo pesado y extrapesado de la FPO, con fecha

de arranque estimada para el año 2013. El alcance del proyecto incluye la remodelación de las unidades de destilación para aumentar su capacidad de 187 MBD 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 la construcción de tanques de almacenamiento, sistema de mechorrios, edificaciones, sala de control y salas de satélites.





## REFINERÍA EL PALITO

La Refinería ELP tiene una capacidad de procesamiento de 140 MBD. Se encuentra ubicada en la región central del país, específicamente en el estado Carabobo. En la actualidad se procesa crudo mediano, obteniendo productos que son suministrados al mercado doméstico, excepto el excedente de jet y residual que se destinan a la exportación. Con la implementación del Proyecto de Incremento de Carga en Conversión (PICC), donde se hicieron modificaciones a la Unidad de FCC, con la finalidad de aumentar el procesamiento de gasóleos de vacío desulfurado (DVGO) de 54 MBD hasta 70 MBD, se ha contribuido a la generación de mayor producción de componentes para la preparación de gasolinas, teniendo como principal producto de alta valorización el Alquilate, el cual registró en 2010 una producción de hasta 22 MBD, respecto a un máximo de 17 MBD en años anteriores. Es por esto que durante el año 2010 las unidades de proceso registraron un incremento en el factor de utilización de 14% respecto al mejor valor obtenido en los últimos años. Adicionalmente se obtuvieron resultados positivos en el factor de servicio, lo que indica una disminución de

43% en los días de parada de las unidades de proceso respecto al promedio de años anteriores.

De igual manera se destaca en el año 2010 la culminación de proyectos destinados a mejorar la flexibilidad de muelles y tanques, entre los que se mencionan: la adecuación de tanque 170X4, incrementando 33% la capacidad de almacenaje de componentes para gasolinas y la reparación de los muelles 1 y 2 de la Refinería, lo que permitirá incrementar 50% la capacidad de recibo y entrega de insumos y productos vía buque.

En relación con las metas a mediano plazo, está contemplado un proyecto de expansión de la Refinería, el cual permitirá 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, con lo que se iniciará el procesamiento de crudo pesado de 22 °API y residual de crudo pesado para la generación de productos livianos de alto valor económico con especificaciones de acuerdo con el TIERII (norma estadounidense que busca regular las emisiones producto de la combustión de los motores en vehículos de distintos tamaños, combustibles y usos). El alcan-

ce contempla la instalación de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar crudo de 22 °API; una planta de hidrot ratamiento de naftas y una reformación catalítica fluidizada (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 hidrot ratamiento 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 hidrot ratamiento de VGO para producir gasolinas destinadas al mercado local y de exportación con calidad TIERII.





### **c. REFINACIÓN INTERNACIONAL**

**P**DVSA, a través de sus negocios internacionales (excluyendo Refinería Isla), logró procesar un volumen de crudo durante el año 2010 de 1.269 MBD (545 MBD suministrados por PDVSA). Adicionalmente se procesaron 175 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos obtenidos durante el año 2010 fue de 1.449 MBD, de los cuales 512 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 472 MBD a jet y destilados, 117 MBD a residuales, 17 MBD a asfaltos, 11 MBD a lubricantes, 105 MBD a petroquímicos y 215 MBD a otros productos (GLP y otras especialidades).

Los bajos márgenes de refinación siguen afectando la utilidad neta de las Refinerías a pesar de un mejor ambiente comercial a partir del año 2010. Para disminuir el impac-

to de las menores ganancias se han hecho esfuerzos por reducir los gastos operacionales y de inversión y mejorar la eficiencia operacional. En el año 2010 se evaluaron y pusieron en marcha iniciativas en los negocios de Chalmette y Hovensa para lograr ajustes en la configuración de las Refinerías que permitan obtener mejores márgenes, manteniendo la competitividad de los productos en el mercado y cumpliendo con las regulaciones de seguridad y ambiente.

Durante el año 2010, PDVSA acordó la venta de la participación accionaria del complejo refinador Ruhr Oel GmbH (ROG), ubicado en Alemania y la adquisición de 49% de las acciones en la Refinería Refidomsa ubicada en República Dominicana. Ambas gestiones deben concretarse durante el año 2011.

## NORTEAMÉRICA

### *CITGO Petroleum Corporation*

A través de CITGO, PDVSA opera y 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; este complejo agrupa además de la Refinería, 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, las cuales 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, procesa principalmente crudo canadiense y otros crudos pesados disponibles en la región. En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

Durante el año 2010 se procesaron 656 MBD de crudo, cumpliéndose la meta

de procesamiento, mientras que en el año 2009 se procesaron 636 MBD. El mayor procesamiento obtenido al final del año es resultado de la excelente disponibilidad presentada por las refinerías en el segundo y tercer trimestre. Es importante destacar que CITGO adaptó sus operaciones a fin de brindar al accionista una mayor flexibilidad para procesar una mayor cantidad y variedad de sus crudos pesados. Es así como durante el año 2010 PDVSA pudo suministrar a CITGO 93% de crudos pesados, en relación al volumen del año 2009, el cual se ubicó en 89%.

El desempeño en la seguridad ocupacional es una de las prioridades fundamentales de CITGO, en este sentido desde abril de 2010 se han seguido las mejores prácticas recomendadas por el Instituto Norteamericano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) (RP) API RP 754, las cuales incorporan indicadores de desempeño de los procesos de seguridad en la industria de refinación y petroquímica.

Durante el año 2010, las paradas de planta programadas en las refinerías de CITGO se realizaron de acuerdo a lo planificado, a un costo por debajo de la cifra presupuestada para el año, destacando las paradas en la refinería de Corpus Christi,

en abril para el mantenimiento de la unidad de coque y en septiembre las unidades de crudo y de craqueo catalítico. Igualmente, en la Refinería Lemont se realizó la parada de la unidad de craqueo catalítico por trabajos de mantenimiento.

En el segundo semestre de 2010, CITGO anunció la culminación de la construcción y subsiguiente arranque de las unidades de producción de combustible diesel de contenido mínimo de azufre en sus Refinerías de Lemont y Corpus Christi. Estas nuevas unidades, equipadas con la más reciente tecnología están diseñadas para reducir en 98% el contenido de azufre en el combustible diesel que se produce en la refinería, lo cual cumple con los estándares más recientes para el combustible diesel establecidos por la Agencia Federal de Protección Ambiental (EPA por sus siglas en inglés). Las nuevas unidades procesadoras tienen una capacidad de producción de 42.500 BPD de combustible diesel de contenido mínimo de azufre (ULSD).

### *Chalmette Refining LLC (CRLLC)*

Chalmette Refining LLC, 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 crudo de 184 MBD. En esta Refinería se procesa crudo mejorado, producido por la empresa mixta Petromonagas. Asimismo, PDVSA, a través de PDV Chalmette, tiene la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados obtenidos en la Refinería.

En la parte ambiental se redujeron los incidentes en cerca de 30% respecto al año anterior (35 vs 53), gracias a la aplicación de mejores prácticas en programas ambientales y a la culminación de proyectos de regulación ambiental.

Durante el año 2010, esta Refinería procesó 147,3 MBD de crudo, un volumen mayor al del año anterior que promedió 135,1 MBD. Los principales factores que afectaron la capacidad de utilización fueron las economías negativas de algunos crudos, demoras de algunos embarques de crudo, problemas en el suministro de hi-





drógeno y fallas eléctricas puntuales.

En cuanto a las paradas no programadas, la unidad FCC, estuvo fuera de operación al finalizar el mes de diciembre, lo cual afectó el nivel de procesamiento de las unidades principales, mientras que en paradas programadas la parada de la unidad de Hidrotratamiento de Diesel (HDS) culminó sin contratiempos.

En respuesta a la necesidad de mejorar la rentabilidad del negocio, a partir del mes de agosto del año 2010, la Refinería está operando de acuerdo al nuevo modelo del negocio, en el que se busca operar con las plantas que más contribuyen al margen de refinación. Igualmente se observarán mejoras asociadas en eficiencia de energía, rendimiento de productos de mayor valor comercial, reducción de costos operacionales y ahorros por desfase de trabajos de mantenimiento en unidades que quedaron fuera de servicio.

### *Merey Sweeny LP (MSLP)*

PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de coquificación retardada de 58 MBD y una unidad de destilación de crudo al vacío de 110 MBD, integradas dentro de una Refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación, cada parte posee 50% de participación. ConocoPhillips, ha entrado en acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA para abastecer a la Refinería Sweeny, con crudo pesado ácido; este negocio comprende el suministro de 175 a 190 MBD de crudo merey de 16 °API desde la República Bolivariana de Venezuela. La duración del contrato es por 20 años y se vende a precio de mercado paridad Maya. Los ingresos de la empresa mixta 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 del año 2009, Conoco Phillips 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 EE.UU., en sociedad con Hess Corporation; tiene una capacidad de refinación de 495 MBD. PDVSA tiene contratos de suministro de crudo 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 crudos 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 2010 la Refinería Hovensa procesó 389 MBD de crudo mientras que para el año 2009, el volumen procesado fue de 402 MBD. La reducción en volumen de crudo procesado se debió, principalmente a fallas operacionales en unidades críticas con paradas no programadas en la unidad coquer y destilación a mediados de año y en el último trimestre paradas asociadas al bloque FCC y consecuentes limitaciones operativas.

En lo que respecta a las unidades más críticas de la Refinería, FCC bajó su desempeño de 105 MBD en el año 2009, a 100 MBD en el año 2010, debido a la parada programada de 40 días a principio de año y a problemas operacionales a lo largo del año; asimismo, la unidad de coquer tuvo rendimiento menor respecto al año an-

terior (la carga promedio se ubicó en 45 MBD vs. 47 MBD en el año 2009). El procesamiento de crudo venezolano fue de 227 MBD, el cual corresponde a 93 MBD de Merey, 134 MBD de Mesa, (incluyendo una pequeña cantidad de Petrozuata Heavy).

A final del año se iniciaron evaluaciones para implementar cambios en la reconfiguración de la Refinería que permitan mejorar el margen de ganancias y superar las dificultades económicas derivadas de la crisis financiera mundial.

## **CARIBE**

### *Refinería Isla*

La Refinería Isla, ubicada en Curazao, fue construida en el año 1915, e inició sus operaciones en 1918. En 1985 PDVSA asumió las operaciones de la Refinería por medio de un contrato de arrendamiento con el gobierno de Curazao que culmina en el año 2019. Desde entonces PDVSA ha operado la Refinería con una exitosa trayectoria de procesamiento y ha mantenido el control de las paradas no programadas mediante las inversiones realizadas en recursos humanos y proyectos de capital.

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa crudos 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 principalmente al Caribe y Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. Adicionalmente, 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.

Durante 2010 se procesaron 64 MBD de crudo suministrados por PDVSA, mientras que para el año 2009 fue de 183 MBD. Esta disminución en el suministro fue motivada principalmente a problemas de abastecimiento de agua, vapor y electricidad a la Refinería; los cuales son suministrados por el Consorcio CUOC (Curacao Utilities Operating Company), operado por el gobierno de la Isla.

A finales de diciembre de 2010 se comenzó el proceso de arranque de las unidades principales de la Refinería.

### **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, la cual fue constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). A partir del año 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 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 y se encuentra en proyecto la ampliación a 150 MBD, usando tecnologías de coquificación retardada e hidrocrackeo de gasóleos, con la finalidad de añadir valor a los productos mediante esquemas de conversión profunda. Producirá combustibles para el mercado local y de exportación.

Durante el año 2010 se procesaron 55 MBD de crudo mientras que para el año 2009 fue de 57 MBD, los cuales fueron suministrados completamente por PDVSA. Durante el mes de noviembre se llevó a cabo la parada programada de la unidad de reformación para regeneración del catalizador y en el mes de diciembre la Refinería



detuvo operaciones por parada de oportunidad de mantenimiento al haberse cumplido con la meta de procesamiento anual.

Asimismo durante el año 2010 se finalizó la Ingeniería Conceptual y se encuentra en desarrollo la Ingeniería Básica del Proyecto de Expansión de la Refinería Cienfuegos.

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

En el marco del acuerdo de Petrocaribe, el 14 agosto del año 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe S.A. y la Corporación de Petróleo de Jamaica (PCJ), el cual se cristaliza 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. La Refinería tiene una capacidad instalada de 35 MBD y se encuentra en desarrollo un proyecto para la ampliación de la capacidad a 50 MBD de destilación, mediante una adaptación para conversión profunda que incluye la construcción de una nueva unidad de Destilación de Vacío de 32 MBD y una unidad de coquificación retardada de 15 MBD. Los productos finales son: GLP, gasolina (sin plomo 87 y 90 octanos), jet A-1, diesel, heavy fuel oil (2,2% y 3% S) y asfalto, siendo algunos de éstos exportados a países de la región caribeña.

Durante el año 2010 el procesamiento promedio de crudo de la Refinería de Jamaica se ubicó en 23,1 MBD mientras que para el año 2009 fue de 23,8 MBD.

Actualmente, la dieta de la Refinería es 100% crudo venezolano. La utilización de la Refinería en destilación para este período fue de 65,9%. En cuanto a aspectos operacionales, en el año 2010, el nivel de procesamiento se mantuvo de acuerdo al plan, solamente impactado por parada no programada del reformador en el mes de marzo. En mantenimiento programado, la parada anual de la Refinería para cambio de catalizador en el reformador se inició en el mes de septiembre y culminó de manera exitosa a finales del año 2010.

Como logros destacados del negocio durante el año 2010, se tiene la rehabilitación del muelle para el transporte de productos e importación de GLP, inicio de la producción de gasoil marino, completado al 100% el cambio de especificación de gasolina con etanol E-10, consolidación del mercado de bunker y satisfacción de la demanda interna de combustible de aviación jet fuel.

### **REFIDOMSA - Refinería Dominicana de Petróleos S.A.**

En resolución de la Junta Directiva de PDVSA del 07 de Diciembre de 2010 se acuerda instruir a PDV Caribe, S.A., para la adquisición de 49% del capital social de REFIDOMSA y autorizar la constitución de la empresa mixta Refinería Dominicana de Petróleo PDV, S.A. (REFIDOMSA PDV, S.A.) con participación accionaria de 51% por el Gobierno Dominicano y 49% por PDV Caribe, S.A.

La Refinería Dominicana de Petróleo está ubicada en el Puerto de Haina, República Dominicana. REFIDOMSA sufre aproximadamente el 70% del mercado local dominicano de combustibles, lo que representa entre 100 MBD a 104 MBD. REFIDOMSA opera como empresa refinadora y como terminal de importación. La Refinería tiene una capacidad de procesamiento de 34 MBD y es alimentada con crudos mayoritariamente venezolanos y en menor proporción crudos mexicanos. Está cons-

tituida por cuatro unidades de procesos principales: Destilación Atmosférica, Hidrotratamiento, Reformación Catalítica y Tratamiento de GLP en las cuales el crudo procesado es convertido en GLP, Gasolina, Diesel, Jet A1 y Residual. El resto del volumen requerido para cubrir la demanda que maneja REFIDOMSA es importado de Venezuela y Colombia.

### **EUROPA**

#### ***Ruhr Oel GmbH***

A través de Ruhr Oel GmbH (ROG), una empresa mixta propiedad 50% de PDVSA y 50% de Deutsche BP, PDVSA tiene participación en la Refinería de Gelsenkirchen en Alemania. PDVSA, a través de ROG tam-

bién 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 crudo de PDVSA es de 115 MBD, 37 MBD, 45 MBD y 33 MBD, respectivamente, para un total de 230 MBD. En el año 2010 PDVSA suministró a ROG 212,6 MBD de crudo, distribuido en 189,2 MBD en compras a terceros y 23,4 MBD de crudos venezolanos (Maralago 15 y Maralago 22).

El complejo Gelsenkirchen incluye unidades modernas a gran escala que están integradas con las Refinerías localizadas en el mismo complejo en donde las plantas petroquímicas tienen una capacidad de producción promedio de 3,5 millones de toneladas métricas de olefinas por año, productos aromáticos, metanol, amo-



niaco y productos petroquímicos.

Durante el año 2010 el número de incidentes de proceso se ubicó en 10, disminuyendo considerablemente en relación al año 2009 ubicándose en 28 incidentes.

El desempeño global de las Refinerías del circuito ROG en porcentaje de utilización y disponibilidad de unidades estuvo de acuerdo al plan. En cuanto a paradas programadas, se tiene culminación con éxito de las paradas generales en las Refinerías de MIRO y PCK, así como la parada del bloque 4 de Olefinas en Gelsenkirchen.

El 15 de Octubre del año 2010, se celebró un acuerdo de compra venta con la empresa rusa ROSNEFT por la participación accionaria de PDVSA en este complejo de refinación.

## ***NYNAS AB***

**A** través de Nynas AB, empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa B.V. y 50% de Neste Oil, PDVSA tiene una participación de 50% en tres Refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. PDVSA a través de Nynas AB también posee 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 en Dundee, Eastham y Gothenburg son especializadas en producción de asfalto. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos.

Para el cierre del año 2010, el procesamiento de crudo en las refinerías de Nynas se ubicó en 62 MBD mientras que para el año 2009 fue de 57 MBD. De ese volumen, 46 MBD fue crudo venezolano y 16 MBD fue de compras a terceros.

Durante el año 2010, la producción de Nafténicos estuvo limitada por problemas de generación de hidrógeno en la Refinería de Nynashamn y las fallas de suministro de Refinería Isla. Al final del año problemas operacionales en Dundee y el impacto del fuerte invierno en Gothenburg afectaron el volumen de ventas del negocio de Bitumen.

En la siguiente tabla muestra el balance consolidado de refinación nacional e internacional detallando la capacidad de refinación, aportes de crudo provenientes de producción propia y de terceros, compra de insumos y tasa de producción.





## Balance Consolidado de Refinación Nacional e Internacional

	2010	2009	2008 (5)
	MBD	MBD	MBD
Capacidad Total de Refinación	4.275	4.275	4.275
Participación de PDVSA en la Capacidad	3.035	3.035	3.035

<b>Alimentación a Refinación (1)</b>						
<b>Crudo - Suministrado por PDVSA</b>						
Liviano	503	20%	457	17%	416	15%
Mediano	563	22%	600	22%	654	24%
Pesado	449	18%	586	22%	627	23%
<b>Subtotal</b>	<b>1.515</b>	<b>60%</b>	<b>1.643</b>	<b>62%</b>	<b>1.697</b>	<b>63%</b>
<b>Crudo - Suministrado por Terceros</b>						
Liviano	451	18%	394	15%	402	15%
Mediano	97	4%	95	4%	128	5%
Pesado	175	7%	202	8%	214	8%
<b>Subtotal</b>	<b>723</b>	<b>29%</b>	<b>691</b>	<b>26%</b>	<b>744</b>	<b>27%</b>
<b>Otros Insumos</b>						
Suministrados por PDVSA	166	7%	175	7%	125	5%
Suministrados por Terceros	149	6%	189	7%	142	5%
<b>Total Transferencias (6)</b>	<b>(23)</b>	<b>(1%)</b>	<b>(29)</b>	<b>(1%)</b>	-	-
Gasolinas / Naftas	(6)	-	(17)	-	-	-
Destilados	(16)	-	(10)	-	-	-
Lubricantes	(1)	-	(1)	-	-	-
Otros	-	-	(1)	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>292</b>	<b>12%</b>	<b>335</b>	<b>13%</b>	<b>267</b>	<b>10%</b>
<b>Alimentación Total a Refinación</b>						
Suministrado por PDVSA (2)	1.681	67%	1.818	68%	1.822	67%
Suministrado por Terceros	872	34%	880	33%	886	33%
Transferencias	(23)	(1%)	(29)	(1%)	-	-
<b>Alimentación Total a Refinación</b>	<b>2.530</b>	<b>100%</b>	<b>2.669</b>	<b>100%</b>	<b>2.708</b>	<b>100%</b>
<b>Factor de Utilización (3)</b>	<b>74%</b>		<b>77%</b>		<b>80%</b>	

<b>Productos Obtenidos (4)</b>						
Gasolinas / Naftas	860	-	886	-	-	-
Gasolinas / Naftas Transferida (6)	(6)	-	(17)	-	-	-
<b>Total Gasolinas/Naftas</b>	<b>854</b>	<b>34%</b>	<b>869</b>	<b>33%</b>	<b>906</b>	<b>33%</b>
Destilados	801	-	878	-	-	-
Destilados Transferidos (6)	(16)	-	(10)	-	-	-
<b>Total Destilados</b>	<b>785</b>	<b>32%</b>	<b>868</b>	<b>33%</b>	<b>896</b>	<b>33%</b>
<b>Residual de bajo Azufre</b>	<b>86</b>	<b>3%</b>	<b>79</b>	<b>3%</b>	<b>54</b>	<b>2%</b>
<b>Residual de alto Azufre</b>	<b>279</b>	<b>11%</b>	<b>372</b>	<b>14%</b>	<b>293</b>	<b>11%</b>
<b>Asfalto / Coque (7)</b>	<b>24</b>	<b>1%</b>	<b>129</b>	<b>5%</b>	<b>90</b>	<b>3%</b>
Lubricantes	15	-	16	-	-	-
Lubricantes Transferidos (6)	(1)	-	(1)	-	-	-
<b>Total Lubricantes</b>	<b>14</b>	<b>1%</b>	<b>15</b>	<b>1%</b>	<b>14</b>	<b>1%</b>
<b>Petroquímicos</b>	<b>105</b>	<b>4%</b>	<b>100</b>	<b>4%</b>	<b>109</b>	<b>4%</b>
Otros	387	-	256	-	-	-
Otros Transferidos (6)	-	-	(1)	-	-	-
<b>Total Otros</b>	<b>387</b>	<b>15%</b>	<b>255</b>	<b>10%</b>	<b>383</b>	<b>14%</b>
<b>Total Producido</b>	<b>2.534</b>	<b>100%</b>	<b>2.687</b>	<b>101%</b>	<b>2.746</b>	<b>101%</b>
Consumo, (ganancias)/pérdidas	(4)	-	(18)	(1%)	(38)	(1%)
<b>Total Producido</b>	<b>2.530</b>	<b>100%</b>	<b>2.669</b>	<b>100%</b>	<b>2.708</b>	<b>100%</b>

(1) PDVSA aportó 66%, 68% y 67% de los requerimientos totales de crudo e insumos a las refinadoras en las que posee participación para los años 2010, 2009 y 2008, respectivamente.

(2) Incluye el suministro de crudo y otros insumos.

(3) Cociente entre el crudo total para refinación y la participación de PDVSA en capacidad de refinación.

(4) La participación de PDVSA en la gama de productos.

(5) Para el año 2008, las transferencias de insumos entre el sistema de refinación nacional e internacional se encuentran consolidadas

(6) Productos recibidos y enviados, desde y hacia el sistema de refinación nacional e internacional.

(7) A partir del año 2010, se está reportando sólo el asfalto, el coque va a otros productos.

En años anteriores, las operaciones de Refinería Isla se reportaban de forma integral junto con el Sistema de Refinación Nacional, tanto financiera como operacionalmente. A partir del año 2009, la Refinería pasó a ser una unidad de negocio independiente de PDVSA. Operacionalmente 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 2010 los volúmenes de intercambio entre Refinería Isla y el Sistema de Refinación Nacional fueron de 23 MBD, de los siguientes insumos y/o productos: 6 MBD de gasolinas y naftas, 16 MBD de destilados y 1 MBD de lubricantes.

## NUEVOS PROYECTOS DE REFINACIÓN

**El Plan Siembra Petrolera Refinación 2010-2030**, contempla la construcción de nuevas Refinerías en suelo venezolano y adecuación de plantas existentes, orientado a incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados, mediante la implantación de los siguientes proyectos:

**Nuevas Refinerías: Batalla de Santa Inés** en el estado Barinas (100 MBD), con la que se producirán gasolinas, diesel, querosén, 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 (2012 / 2014), representa una inversión de 2.973 millones de dólares; **Refinería Cabruta** en el estado Guárico (221 MBD), a ser desarrollada en tres etapas, iniciando como Mejorador (2017) con una inversión de 8.261 millones de dólares, siguiendo como Refinería Combustible (2022) con una inversión de 3.343 millones de dólares y finalmente como Refinería Petroquímica (2027) con una inversión de 2.655 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 crudo 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.

Actualmente se encuentra en fase de Ingeniería Conceptual de la etapa mejorador de la Refinería Petrobicentenario, que estará ubicada en el Complejo Industrial de José Antonio Anzoátegui, con una inversión de 5.827 millones de dólares (60% PDVSA), con el objetivo de procesar en sinergia con el Mejorador de Petromonagas, 350 MBD constituidos por 240 MBD de crudo 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 almacenamiento de subproductos (coque y azufre).

**Adecuación de plantas existentes**, la Refinería Puerto La Cruz, desarrolla el proyecto de conversión profunda (5.163 millones de dólares) con tecnología venezolana HDH-Plus®, el cual se encuentra en fase de implantación. Persigue maximizar el procesamiento de crudos pesados para cubrir la demanda interna y exportar combustibles que cumplan con las regulaciones del mercado internacional, este proyecto prevé su inicio en el año 2013 y una inversión estimada de 5.163 millones de dólares. Por otra parte, la Refinería El Palito, tiene el proyecto de conversión profunda el cual incrementará su capacidad de 140 MBD a 280 MBD, con conversión media. Actualmente se encuentra en la fase de Ingeniería Básica y se espera su puesta en marcha en el año 2014, con una inversión estimada de 3.317 millones de dólares. Con respecto al Centro de Refinación Paraguaná, se visualizan los proyectos de Adecuación Conversión Media y Profunda, el cual se encuentra en su fase de Ingeniería Conceptual, se estima su arranque en el año 2016 con una inversión de 3.962 millones de dólares. El Polo Petroquímico Paraguaná, se orienta al apalancamiento del desarrollo endógeno regional, mediante la incorporación de plantas petroquímicas a ser instaladas por la Corporación Petroquímica de Venezuela (PEQUIVEN) y/o terceros. Dicho proyecto ha concluido la fase de visualización, se estima fecha de arranque en el año 2017, con una inversión estimada de 3.914 millones de dólares.

Aunado a estos proyectos, se visualiza la construcción de mejoradores de cru-

dos extrapesados, incremento de infraestructura para transporte y almacenamiento de crudos, entre otras facilidades:

- **Seis Mejoradores de Crudos de la FPO**, contempla la construcción de la infraestructura necesaria en aras de procesar crudos extrapesados provenientes de la FPO, para su transformación en crudos mejorados que podrán ser comercializados directamente y a la vez ser utilizados como diluyente en la preparación de mezclas a ser comercializadas en los mercados internacionales. Dichos mejoradores tendrán una capacidad de procesamiento entre 200 y 240 MBD cada uno, el proyecto tiene concluida la fase de Ingeniería Conceptual para mejoramiento de crudos entre 32° y 42 °API. Las fechas de arranque de estos mejoradores 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 17.370 millones de dólares.
- **Condominios de Servicios Industriales**, contempla el diseño de dos condominios de servicios, garantizando el suministro de servicios industriales como 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 Crudos Extrapesados de las áreas Junín y Carabobo. El primer condominio de servicios estará iniciando operaciones en el año 2015 para el área Junín y en el año 2016 Carabobo. La participación de PDVSA será de 60%, lo cual implica una inversión de 5.852 millones de dólares.
- **Infraestructura de Superficie** para manejo de productos sólidos y líquidos de los complejos de mejoramiento de las áreas Junín y Carabobo. Diseño y construcción de toda la infraestructura necesaria para transporte, almacenamiento, mezcla y despacho de productos líquidos (crudo mejorado y diluido) en la Península de Araya (TAEA) y terminal de almacenamiento y embarque en Punta Cuchillo para productos sólidos -coque

y azufre- (TAESO). Se espera culminar 100% de las actividades para el 2016, en lo que respecta a los oleoductos y patios de tanque Junín y Carabobo. El TAESO estará finalizado en el año 2015 y finalmente el Terminal de Almacenamiento y Embarque de Crudos en Araya (TAEA) estará concluido en el año 2016. El monto estimado de inversión, alcanza los 6.484 millones de dólares.

Asimismo, en el Plan de Refinación se han identificado los siguientes proyectos internacionales, con el propósito de diversificar el mercado y alcanzar integración regional, cumpliendo con los estándares de calidad estipulados por cada mercado:

- **En el Caribe**, se contempla la adecuación y expansión de la Refinería Kingston en Jamaica pasando de 35 MBD a 50 MBD, cuya fecha de arranque es en 2015, con una inversión para PDVSA de 623 millones de dólares (49% PDVSA). En el 2014, en Cuba, se proyecta el arranque de 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, garantizando su viabilidad económica, se estima su culminación y puesta en marcha en el año 2014, con una inversión estimada de 2.389 millones de dólares. De igual forma, se visualiza la expansión de la Refinería Hermanos Díaz de 22 MBD a 50 MBD, en la cual PDVSA no tiene participación actualmente; sin embargo, luego de la puesta en marcha del proyecto de expansión, PDVSA contará con una participación de 49%. 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 el año 2018. **Nuevas Refinerías:** a) Cuba: se proyecta construir una nueva Refinería, en la localidad de Matanzas con una capacidad de 150 MBD, para obtener pro-

ductos de alto valor agregado, la inversión será de 3.759 millones de dólares (49% PDVSA), se estima su culminación y puesta en marcha para el año 2015. b) Nicaragua: Construcción de una Refinería denominada 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. Dicha Refinería se proyecta llevar a cabo en dos fases: la primera etapa para el año 2015, con una inversión total de PDVSA de 1.767 millones de dólares y la segunda se encuentra en previsualización, con una inversión de 1.050 millones de dólares. La Refinería en Dominica, según acuerdo entre los Ministros de Venezuela y Dominica se encuentra en diferimiento; y la nueva Refinería de Haití, también se pospuso, orientando la inversión hacia el apoyo social del noble pueblo haitiano.

- **En Suramérica:** Brasil: Refinería Abreu e Lima en Brasil, con una capacidad de 230 MBD, con una participación de 40% PDVSA; de la cual 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 del año 2012 y su inversión será de 5.344 millones de dólares. En Ecuador: Complejo Refinador del Pacífico Eloy Alfaro Delgado de 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. El proyecto que tiene fecha de arranque en el año 2015 se encuentra en la fase de Ingeniería Conceptual, y su inversión, producto de una participación de 49%, es de 5.779 millones de dólares.

- **En Asia:** China: se contempla la construcción de tres nuevas Refinerías, con una participación PDVSA de 40% en cada una. En la ciudad de Jieyang, la Refinería Nanhai con una capacidad 400 MBD; con la cual se procura la maximización del rendimiento de productos de alta valorización, principalmente diesel, gasolinas y bases petroquímicas, para satisfacer mercado de combustibles chinos. Se espera iniciar operaciones en el año 2014, su inversión será 3.320 millones de dólares. Refinería Weihai con una capacidad de 200 MBD, la cual 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 el año 2016 y la inversión de 1.600 millones de dólares. Finalmente la Refinería de Shanghai con una capacidad de 200 MBD, que adoptará tecnologías de avanzada, cumpliendo con estándares de calidad EURO IV. Con una inversión para PDVSA de 1.600 millones de dólares, tiene fecha para su operatividad en el año 2019. Siria: Refinería de 140 MBD, proyecto visualizado a través de la Asociación de Venezuela-Siria-Irán, con una participación de 33% de PDVSA, adicionalmente, se contará con la participación de Malasia, el monto de la inversión será de 1.556 millones de dólares y se estima su arranque en el año 2014. Vietnam: la expansión de la Refinería Dzung Quat; el proyecto consistirá en el incremento de la capacidad de la Refinería de 140 a 210 MBD y en la revisión de su configuración actual para permitir incluir en la dieta la mayor cantidad posible de crudo pesado diluido, producido en Venezuela. Se estima estará operativa en el año 2016 y representa una inversión de 400 millones de dólares equivalentes al 40% de participación de PDVSA en el proyecto.





## 4. COMERCIO Y SUMINISTRO

La gestión de Comercio y Suministro se desarrolló durante el año 2010 en el entorno de un mercado mundial caracterizado por un precio promedio del crudo WTI en el NYMEX de 79,40 US\$/BI, lo cual representó un incremento de 17,75 US\$/BI con respecto al precio marcador del año 2009, el cual se ubicó en 61,65 US\$/BI; en medio de un favorable clima económico donde el PIB mundial creció 4,6%. Sin embargo, los problemas con deudas soberanas presentados en Europa, principalmente en Grecia, España, Portugal, Italia e Irlanda y las presiones inflacionarias en China, representaron una amenaza para la economía mundial.

La demanda mundial de crudo alcanzó 86,09 MMBD, representando un aumento de 1,6 MMBD con respecto al año 2009 la cual fue de 84,49 MMBD, este incremento se asoció con la participación de China mayoritariamente. Los inventarios comerciales de crudos y productos en EEUU alcanzaron su máximo histórico en el año 2010. Los altos inventarios de crudo en la región de Cushing distorsionó el diferencial de precio de los marcadores WTI-DTD Brent, por lo que ahora el marcador de crudo Europeo se cotiza por encima del Marcador estadounidense WTI, con un valor promedio 0,16 US\$/BI y un máximo de 2,66 US\$/BI, en el año 2010.

## a. 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 crudos 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 crudos 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 gubernamentales a nivel internacional suscritos para suministro, intercambio y obtención de financiamientos.  
Durante el año 2010, las exportaciones de crudos y productos alcanzaron 2.415 MBD, lo que representa una disminución de 267 MBD (10%) con respecto al año 2009 las cuales fueron de 2.682 MBD; como consecuencia de la menor disponibilidad de hidrocarburos para la venta, debido a situaciones operacionales, climáticas, así como un incremento en el consumo de Mercado Interno.



En la siguiente tabla se resumen las cifras de Exportación de hidrocarburos totales de la Nación:

<b>Exportación Nación (MBD)</b>					
<b>Ventas de Exportación de Hidrocarburos Líquidos Total Nación (MBD)</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
<b>Total (PETRÓLEO Y PRODUCTOS)</b>	<b>2.415</b>	<b>2.682</b>	<b>2.897</b>	<b>2.789</b>	<b>2.975</b>
<b>Empresas Filiales</b>	2.415	2.682	2.876	2.496	2.615
<b>PDVSA Petróleo</b>	2.011	2.283	2.417	2.390	2.482
<b>PDVSA Gas</b>	33	50	52	67	74
<b>CVP</b>	361	332	375	-	-
<b>Bitor</b>	-	5	20	26	43
<b>Commerchamp</b>	10	12	12	13	16
<b>Terceros en la Faja</b>	-	-	21	293	360
<b>PETRÓLEO</b>	<b>1.911</b>	<b>2.019</b>	<b>2.228</b>	<b>2.116</b>	<b>2.210</b>
<b>Empresas Filiales</b>	1.911	2.019	2.213	1.874	1.917
<b>PDVSA Petróleo</b>	1.582	1.737	1.892	1.874	1.917
Liviano	388	551	548	567	634
Mediano	151	198	320	290	255
Pesado y Extrapesado	1.043	988	1.024	1.017	1.028
<b>CVP</b> Mejorado y Extrapesado	329	282	321	-	-
<b>Terceros en Faja</b> Crudo Mejorado	-	-	15	242	293
<b>PRODUCTOS</b>	<b>504</b>	<b>663</b>	<b>669</b>	<b>673</b>	<b>765</b>
<b>Empresas Filiales</b>	504	663	663	622	698
<b>PDVSA Petróleo</b>	429	546	525	516	565
Gasolinas y naftas	49	48	69	80	95
Destilados	63	108	104	133	140
Combustible Residual Fuel Oil	215	297	227	160	174
Asfalto	0,3	1	-	10	16
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	59	59	64	59	58
Otros	43	33	61	74	82
<b>PDVSA Gas</b> LGN y Gasolina Natural	33	50	52	67	74
<b>CVP</b> Coque y Azufre	32	50	54	-	-
<b>Bitor</b> Fuel Oil	-	5	20	26	43
<b>Commerchamp</b>	10	12	12	13	16
Combustible Residual Fuel Oil	2	4	3	4	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	8	8	9	9	8
<b>Terceros en Faja</b> Coque y Azufre	-	-	6	51	67

Las exportaciones totales consolidadas por destino de petróleo y productos fueron colocadas en los siguientes destinos: 1.262 MBD (52%) fueron vendidos a los países de Norteamérica; 296 MBD (12%) al Caribe; 22 MBD (1%) a Centroamérica; 82 MBD (3%) a Suramérica; 541 MBD (23%) al Asia; 199 MBD (8%) a Europa; 13 MBD (1%) al África y otros destinos.



**Exportaciones por Destino (MBD)**

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Total</b>	<b>1.911</b>	<b>2.019</b>	<b>504</b>	<b>663</b>	<b>2.415</b>	<b>2.682</b>
<b>Norteamérica</b>	<b>1.170</b>	<b>1.228</b>	<b>92</b>	<b>129</b>	<b>1.262</b>	<b>1.357</b>
EEUU Continental	933	958	85	123	1.018	1.081
EEUU Saint Croix	222	246	-	1	222	247
Canadá	15	24	4	1	19	25
México	-	-	3	4	3	4
<b>Caribe Insular 1 y 2</b>	<b>202</b>	<b>370</b>	<b>93</b>	<b>44</b>	<b>295</b>	<b>414</b>
<b>Caribe Insular 1</b>						
Curazao	60	182	20	8	80	190
<b>Caribe Insular 2</b>	<b>142</b>	<b>188</b>	<b>73</b>	<b>36</b>	<b>215</b>	<b>224</b>
Aruba	4	39	-	-	4	39
Bahamas	-	-	39	-	39	-
Bonaire	-	-	-	2	-	2
Cuba	99	103	14	9	113	112
Haití	-	-	3	1	3	1
Jamaica	22	23	3	5	25	28
Martinica	-	2	-	-	-	2
Puerto Rico	-	-	2	-	2	-
República Dominicana	17	18	12	18	29	36
San Eustaquio	-	-	-	1	-	1
Trinidad	-	3	-	-	-	3
<b>Centroamérica</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>22</b>	<b>25</b>
Costa Rica	-	2	-	1	-	3
El Salvador	-	-	-	1	-	1
Guatemala	-	-	2	2	2	2
Nicaragua	15	16	5	2	20	18
Panamá	-	-	-	1	-	1
<b>Suramérica</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>81</b>	<b>91</b>
Argentina	-	-	1	1	-	1
Bolivia	-	-	4	-	4	-
Brasil	-	-	38	32	38	32
Colombia	-	-	-	1	-	1
Ecuador	-	-	13	25	13	25
Perú	-	9	1	1	1	10
Uruguay	25	22	-	-	25	22
<b>Europa</b>	<b>135</b>	<b>148</b>	<b>65</b>	<b>98</b>	<b>200</b>	<b>246</b>
Alemania	22	17	-	-	22	17
Bélgica	12	14	2	-	14	14
Bulgaria	47	-	-	-	47	-
Dinamarca	-	-	1	-	1	-
España	14	40	9	21	23	61
Francia	-	3	1	8	1	11
Grecia	-	-	2	8	2	8
Holanda	3	10	40	33	43	43
Italia	1	17	5	10	6	27
Malta	-	-	1	-	1	-
Portugal	5	5	4	2	9	7
Reino Unido	13	23	-	12	13	35
Suecia	18	19	-	-	18	19
Otros	-	-	-	4	-	4

## Exportaciones por Destino (MBD) Continuación

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
<b>Asia</b>	<b>364</b>	<b>217</b>	<b>177</b>	<b>303</b>	<b>541</b>	<b>520</b>
China	155	95	24	275	179	370
India	204	104	-	1	204	105
Japón	-	-	-	1	-	1
Malasia	5	7	-	9	5	16
Singapur	-	11	143	5	143	16
Turquía	-	-	10	12	10	12
<b>África</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>3</b>	<b>14</b>
Costa de Marfil	-	4	-	1	-	5
Marruecos	-	-	2	7	2	7
Togo	-	-	1	1	1	1
Túnez	-	-	-	1	-	1
<b>Otros</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>15</b>

Las exportaciones de petróleo fueron dirigidas principalmente a los siguientes mercados: 1.170 MBD (61%) a Norteamérica; 202 MBD (11%) al Caribe; 15 MBD (1%) a Centroamérica; 25 MBD (1%) a Suramérica; 364 MBD (19%) al Asia y 135 MBD (7%) a Europa.

Del total de productos refinados y LGN, PDVSA exportó: 92 MBD (18%) a Norteamérica; 93 MBD (19%) al Caribe; 7 MBD (1%) a Centroamérica; 57 MBD (11%) a Suramérica; 177 MBD (35%) al Asia; 65 MBD (13%) a Europa; 3 MBD (1%) al África y 10 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 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 2 MBD), conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Ltd.

Particularmente PDV Ecuador colocó 2 millones de galones de lubricantes en Ecuador alcanzando una participación de 10% de este mercado suramericano. Adicionalmente, comercializó 375 miles galones de bases lubricantes para atender requerimientos del mercado suramericano, así como 28 millones galones de combustibles a través de la red de estaciones de servicio de PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador.

### VENTAS TOTALES DE HIDROCARBUROS PARA ASIA Y CHINA (FONDO CHINO)

En general, las ventas de hidrocarburos de PDVSA al continente Asiático, entre los años 2007-2010, muestran el aumento de las colocaciones de crudos y productos en esa región, en concordancia con el lineamiento de diversificación de nuestros mercados.

Durante el año 2010 culminó el contrato de Fondo Pesado I para China iniciado en el año 2007 con una duración de 3 años, para suministrar 100 MBD de Fuel Oil en cumplimiento del pago de la deuda de 6.000 millones de dólares.

El contrato de Fondo Pesado II, iniciado en el año 2009 por un monto adicional de 6.000 millones de dólares, estableció la variabilidad de los volúmenes a entregar dependiendo de los precios promedios realizados en cada trimestre; este volumen contractual puede oscilar desde un mínimo de 107 MBD, en el caso de precios mayores a 60 US\$/BI, hasta un máximo de 153 MBD, si el precio es menor de 42 US\$/BI.

El total del volumen suministrado y el porcentaje de suministro de estos contratos se presentan en la siguiente tabla, con el detalle de la fecha de inicio, volumen y tipo de hidrocarburos.

Contratos (MBD)	2010	2009	2008	2007	Total Ventas	Total Contratos	% Entregado
Fondo Pesado I (*)	69	92	86	14	261	300	87
Fondo Pesado II (**)	175	104	-	-	279	508	55
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>196</b>	<b>86</b>	<b>14</b>	<b>540</b>	<b>808</b>	<b>67</b>

(\*) Inicio Nov. 2007. Volumen Contrato: 109.500 MBD de Fuel Oil/ IFO380

(\*\*) Inicio Feb. 2009. Volumen Contrato: 104.650 MBD de Fuel Oil/ IFO380 y 80.908 MBD de crudos y/o Fuel Oil.

## b. MERCADO INTERNO

PDVSA Petróleo es la filial 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 6.644 MBIs, y se estima una expansión de almacenamiento a 7.406 MBIs mediante la construcción de 4 nuevas plantas.

Además, posee una capacidad actual para transportar 379 MBD por poliductos, con una proyección de aumentar a 605 MBD, el transporte vía terminales de 302 MBD (excluyendo el volumen transportado de Gas Licuado del Petróleo e importaciones).



El sistema para distribución y comercialización de los productos esta conformado al cierre del año 2010 por:

- 1.851 estaciones de servicios (EE/SS) distribuidas en todo el territorio nacional para la venta de combustibles. La disminución de 10 EE/SS con respecto a las existentes en el año anterior se debe a la desafectación de 12 EE/SS y a la

puesta en servicio de 2 módulos pescar en La Zorra y Manzanillo.

- 23 plantas de suministro de combustible de aviación localizadas en 22 aeropuertos y un helipuerto.
- Tuberías, cisternas o gabarras ubicadas en los puertos de Cumana, Guiria y Punta Meta para la venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo.
- Planta de mezcla y envasado de lubri-

cantes ubicada en Refinería Cardón, estado Falcón, la cual produjo en el año 2010, 129.407 Mts. de lubricantes PDV® para los sectores automotor, industrial y eléctrico.

- Canales de distribución para la venta de lubricantes y productos de especialidades: azufres, coque, parafinas, solventes y asfaltos.

## VENTAS DE HIDROCARBUROS EN EL MERCADO INTERNO (MBD)

En la siguiente tabla se muestra el histórico de las ventas de combustibles líquidos y gas natural PDVSA en el mercado interno, desde el año 2006 hasta el 2010:

Esquema de Distribución de Combustible en el Mercado Local					
	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Líquidos (MBD)</b>	<b>674</b>	<b>599</b>	<b>580</b>	<b>564</b>	<b>548</b>
<b>Gas natural licuado (MBD)</b>	<b>82</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>82</b>	<b>83</b>
<b>Productos Refinados (MBD)</b>	<b>592</b>	<b>518</b>	<b>499</b>	<b>482</b>	<b>465</b>
Gasolinas para automóviles	315	290	287	274	257
Gasóleos y destilados	183	152	148	137	133
Residual	57	54	34	41	45
Asfaltos	7	8	11	11	11
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	6	6	5	6	5
Aceites, lubricantes y grasas	4	3	5	4	5
Naftas	8	1	2	2	1
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	1
Otros (1)	11	3	6	6	7
<b>Gas natural (MBpe)</b>	<b>304</b>	<b>313</b>	<b>307</b>	<b>512</b>	<b>431</b>
<b>Total Líquidos y gas natural (MBpe)</b>	<b>978</b>	<b>912</b>	<b>887</b>	<b>1.076</b>	<b>979</b>
<b>Gas natural (MMPCD)</b>	<b>1.765</b>	<b>1.816</b>	<b>1.870</b>	<b>2.972</b>	<b>2.632</b>
<b>Gas natural (US\$/MPC)</b>	<b>0,65</b>	<b>1,13</b>	<b>1,63</b>	<b>0,77</b>	<b>0,54</b>
<b>Líquidos (US\$/BI)</b>	<b>3,67</b>	<b>7,21</b>	<b>8,39</b>	<b>7,29</b>	<b>7,07</b>

(1) Propileno, negro humo, solventes, parafinas, gasolina de aviación (AV-GAS), gasolina blanca y coque

La ventas de productos refinados en el mercado nacional alcanzaron un volumen de 592 MBD en el año 2010 y representan un incremento de 74 MBD (14%) comparadas con las del año 2009, las cuales se ubicaron en 518 MBD.

El consumo promedio de gasolinas se incrementó en 25 MBD durante el año 2010, en comparación con el año 2009. Las ventas de Gasóleos y Destilados (Diesel Eléctrico) se incrementaron en 31

MBD debido al aumento de la generación con plantas termoeléctricas. También las ventas del Residual aumentaron en 3 MBD por mayor consumo en las Plantas Ramón Laguna, Tocoa y Cadafe Planta Centro, la cual arrancó otra unidad de generación eléctrica. Las ventas de Asfalto disminuyeron 1 MBD por limitaciones operacionales en Planta de Distribución Bajo Grande, que surte a la Planta el Chaure. En cuanto a las ventas del Jet A-1 nacional se man-

tuvieron en 6 MBD en comparación con el año 2009. Igualmente, las ventas de bases Aceites, Lubricantes y Grasas se incrementaron en 1 MBD con respecto a las del año anterior, ubicándose en 4 MBD. Por último, las ventas de Naftas se incrementaron en 7 MBD en comparación con el año 2009, por la reactivación de la Planta BTX de la Refinería El Palito.

## PLAN DE REORDENAMIENTO DEL MERCADO INTERNO DE COMBUSTIBLES

Dentro del marco de la Ley de Apertura del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, a partir del año 1998, se permitió la participación en la actividad de intermediación de combustibles a nueve empresas mayoristas nacionales y extranjeras, las cuales en 10 años abanderaron 876 EE/SS con su marca registrada y mantenían el 47% de la participación del mercado.

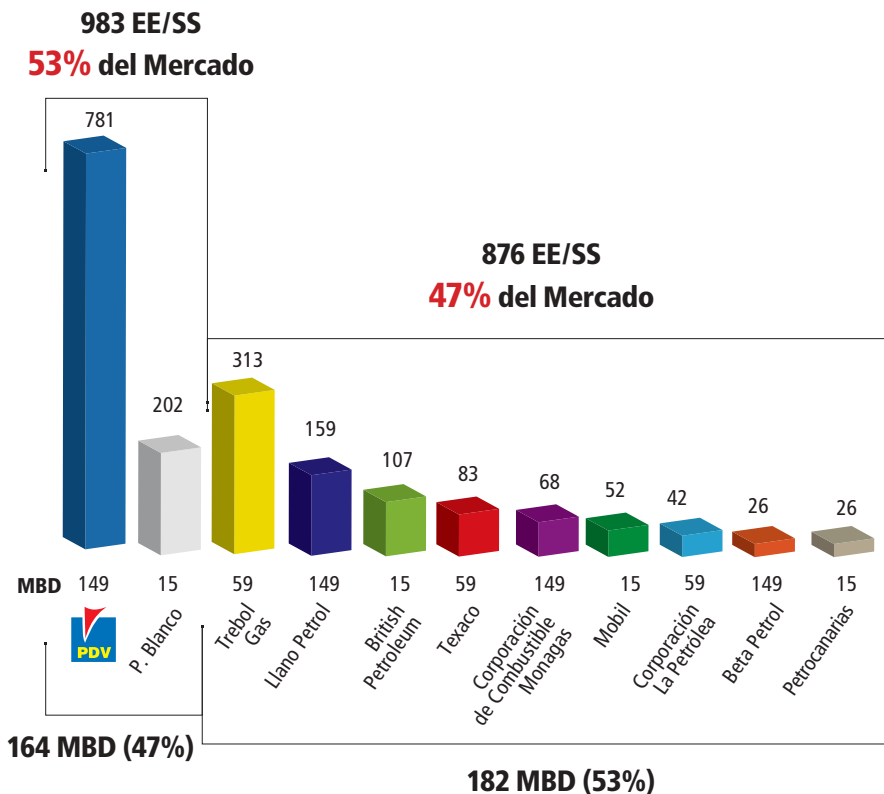
Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los

Combustibles Líquidos, a partir de septiembre del año 2008, el Estado se reservó la actividad de intermediación y asumió a través de PDVSA, el abanderamiento de todas las EE/SS a nivel nacional. Así como el abanderamiento de todas las EE/SS y el control del transporte de los combustibles líquidos para el mercado interno.

El esquema siguiente representa la evolución de los puntos de expendio de combustibles y del plan de abanderamiento de las EE/SS:

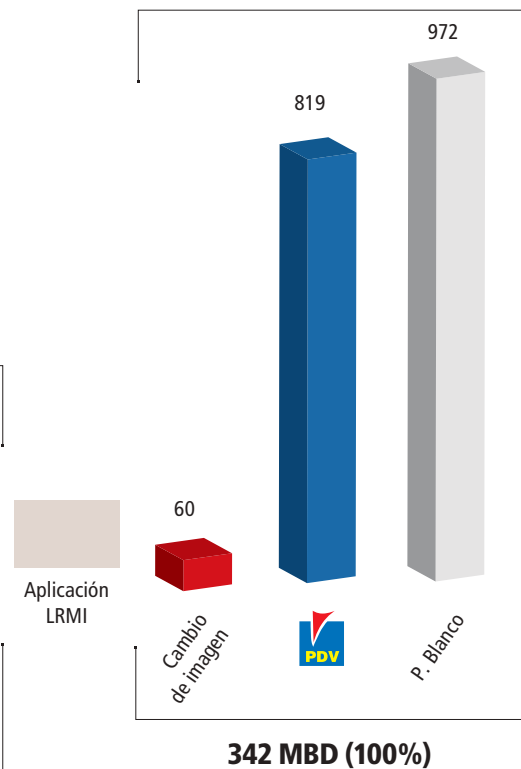
### Evolución de la Red de Estaciones de Servicios

#### Situación 2008



#### Situación Actual Cierre 2010

**1.851 EE/SS**  
**100% del Mercado**



En el año 2010, PDVSA a través de esta filial continuó el proceso de abanderamiento y cambio de imagen en 60 estaciones de servicio (Fase I - Etapa 1°), seleccionadas por el MENPET 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.

El proyecto de abanderamiento esta dividido en cuatro Fases para abarcar todas las estaciones recuperadas:

- Fase I, originalmente comprende 129 EE/SS, a ejecutarse en dos etapas: la 1ra con 60 EE/SS culminada en el año 2010 y la 2da con 69 EE/SS se ejecutaran en el año 2011.
- Fase II originalmente incluye 252 EE/SS y se encuentra en proceso de contratación.
- Fases III y IV están pautadas para los años 2011 y 2012.

## EVOLUCIÓN DE LA RED DE ESTACIONES DE SERVICIOS PDVSA

En cumplimiento de la Ley del Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, la red de puntos de expendio de combustibles ha evolucionado desde el año 2008 y al cierre del año 2010 cuenta con 1.851 puntos de expendio, de los cuales el sistema de distribución está compuesto por 1.783 EE/SS y 68 puntos de expendio de varios tipos: 43 marinas, 13 módulos pescar y 12 módulos fluvial; a continuación se muestra la situación por distrito a nivel nacional

### Distribución de la Red de Estaciones de Servicios PDV al año 2010

BLANCAS	TIPO	ANDES	CENTRO	METROPOLITANA	OCCIDENTE	ORIENTE NORTE	ORIENTE SUR	TOTAL GENERAL
BLANCAS	Marinas	-	-	4	4	5	-	13
	Módulo Fluvial	-	-	-	-	-	2	2
	EE/SS Terceros	115	327	165	188	174	49	1.018
<b>TOTAL BLANCAS</b>		<b>115</b>	<b>327</b>	<b>169</b>	<b>192</b>	<b>179</b>	<b>51</b>	<b>1.033</b>
PDV	Marinas	2	2	6	7	9	-	26
	Módulo Fluvial	-	-	-	-	-	1	1
	Módulo Fluvial Propio	-	-	-	-	-	9	9
	Marinas Propias	-	1	1	-	2	-	4
	Módulo Pescar Propio	-	2	1	4	5	1	13
	EE/SS Propias	10	40	49	31	17	32	179
	EE/SS Terceros	76	204	64	131	83	28	586
<b>TOTAL PDV</b>		<b>88</b>	<b>249</b>	<b>121</b>	<b>173</b>	<b>116</b>	<b>71</b>	<b>818</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>203</b>	<b>576</b>	<b>290</b>	<b>365</b>	<b>295</b>	<b>122</b>	<b>1.851</b>





## 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)*

El objetivo de este proyecto es disminuir el cabotaje entre el CRP y la Refinería Bajo Grande, lo que origina la liberación de tanques de almacenamiento (600 MBIs) y del muelle 1 en Bajo Grande, permitiendo incrementar la exportación de crudo y la disponibilidad de buques para exportación.

En este sentido, se tiene previsto el diseño, procura de materiales, y la construcción de un poliducto de 222 km de longitud entre el CRP, la planta de mezcla y envasado ubicada en Cardón y la estación de bombeo en Ulé, donde interconectará con el poliducto SUMANDES. Esto también comprende la construcción de las obras del tramo Tiguadare-CRP y la instalación de la plataforma de telecomunicaciones.

### *Proyecto Ampliación Capacidad SUMANDES Planta de Distribución San Lorenzo*

Este proyecto contempla el diseño, procura de los equipos, materiales y construcción de la infraestructura necesaria para aumentar la capacidad de transporte de gasolina, diesel y kerosene por el poliducto SUMANDES, con el propósito de cumplir con los nuevos escenarios de demanda hasta el año 2021. Para llevar a cabo es-

te proyecto, se tiene previsto construir una nueva estación de bombeo en el área del Bloque M6 del Campo Tía Juana, en el estado Zulia y una subestación eléctrica que la alimente. También contempla efectuar el reemplazo de las bombas existentes en la Planta San Lorenzo ubicada en San Lorenzo-San Timoteo, estado Zulia.

El proyecto culminó la construcción de la subestación eléctrica y la instalación de los equipos de bombeo en la estación del Bloque M6. Se prevé realizar su entrega final en el año 2011.

### *Proyecto Reemplazo del Poliducto SUMANDES*

Este Proyecto tiene como finalidad aumentar la capacidad de transporte de productos blancos, (Gasolina, Diesel y Kerosene) y cubrir la demanda pronosticada de 213 MBD para el año 2027 en el Estado Zulia, Región Andina, parte del Estado Barinas y algunas poblaciones fronterizas con Colombia.

### *Proyectos de Confiabilidad Operacional*

Este proyecto abarca áreas como: suministro eléctrico, protección integral, confiabilidad operacional, desarrollo urbano entre otras inversiones.

### *Proyecto Autogas*

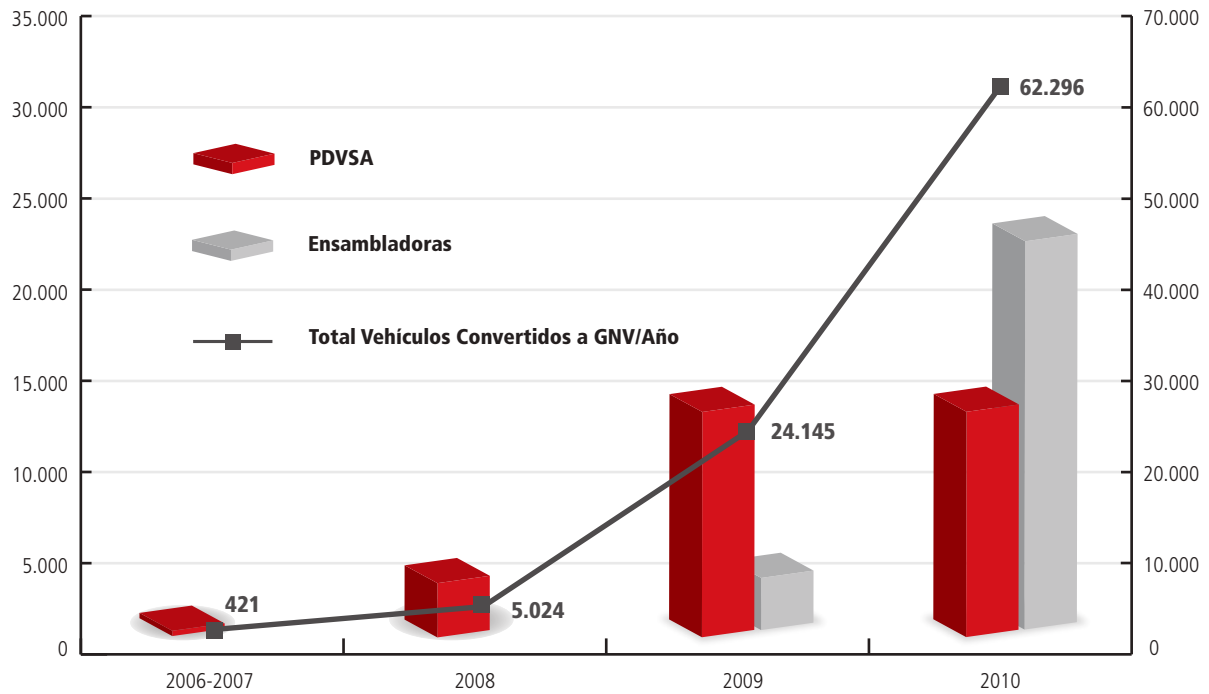
Este proyecto tiene como objetivo liberar combustible líquido (gasolina) del mercado interno para su exportación y diversificar la matriz de combustibles del sector transporte incorporando el GNV, a través de la construcción de puntos de expendio para su venta y la conversión de vehículos al sistema dual (gasolina-gas) a nivel nacional.

Adicionalmente, el Proyecto Autogas vigila el abastecimiento continuo y eficiente de gas, para uso vehicular para fines de transporte de pasajeros y carga en el mercado interno de la Nación.

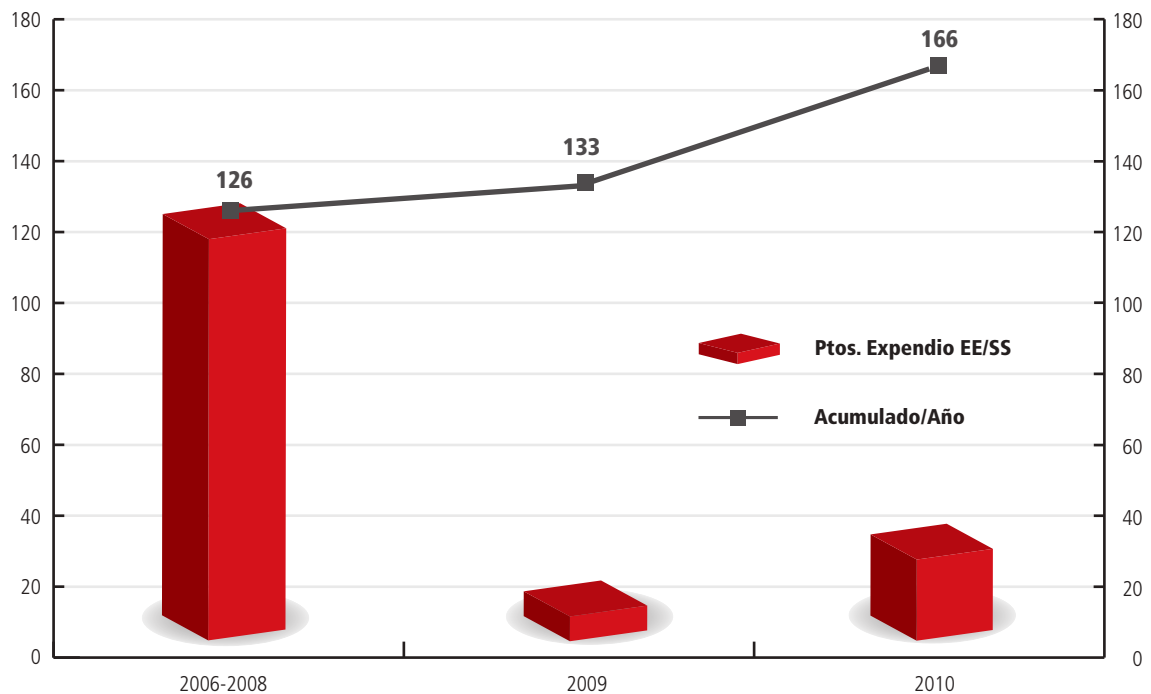
Durante el año 2010 se realizó la conversión de 39.873 vehículos al sistema de GNV y GLP, de los cuales 25.461 vehículos fueron convertidos por las Empresas Ensambladoras y 14.412 fueron modificados por el Proyecto Autogas. Las cifras muestran un 209% de aumento en el número de vehículos convertidos a GNV, con respecto al año 2009, con 19.121 unidades y representa un cumplimiento de 87% de la meta (45.878 unidades).

El cuadro que se presenta a continuación muestra el número de vehículos convertidos al sistema dual de combustibles por año desde el año 2006, así como la cifra acumulada hasta el año 2010.

## Vehículos Convertidos al Sistema Dual de Combustible



## Puntos de Expendio GNV





Para el suministro al detal del GNV se culminó en el año 2010 la construcción de 33 puntos de expendio de gas vehicular, y se continúa la construcción de los puntos planificados para incrementar la auto-

mía de desplazamiento con gas vehicular en la Nación. Con respecto al año 2009, los puntos de expendio de GNV disponibles aumentaron en 20%; actualmente operan 166 puntos de expendio en EE/SS, del total de 588 puntos planificados para la primera etapa del proyecto a nivel nacional. Para el suministro al detal de GNV actualmente se cuenta con 117 centros de conversión operativos a nivel nacional.

La venta total de GNV en el año 2010 se ubicó en 3.197.918 m<sup>3</sup>, lo cual representa un aumento de 4% con respecto al año 2009, donde fueron vendidos 3.070.001 m<sup>3</sup>. Uno de los principales ele-

mentos que desfavorece el consumo de GNV es el bajo diferencial de precio entre este y la gasolina, dado al subsidio aplicado al precio de venta con el cual se comercializa este producto dentro del mercado interno. En general, la cantidad de GNV consumido en el año 2010 liberó un volumen equivalente de 0,07 MBD de gasolina.

En cumplimiento a lo establecido en el artículo 25 de la Resolución 064 emitida por el Ejecutivo Nacional, el proyecto Autogas continuó en el año 2010 las metas de adquisición de vehículos con motores a GNV cuyo detalle se muestra en la siguiente Tabla.

### Adquisición Vehículos con Motores GNV

Tipo de Vehículo	2009	2010	Acumulado 2009-2010	Observaciones
Autobuses/ Minibuses	-	290	290	Procura total 300 unidades
Sedán modelo Centauro	350	-	350	Programa Catanares: Pendiente instrucciones Presidenciales
Rústicos	-	2.500	2.500	En proceso de entrega a Comunas para satisfacer servicio público a zonas troncales

De la procura de 300 autobuses y minibuses dedicados a gas natural vehicular se recibieron 290 unidades: minibuses modelo Daily de 27 puestos y autobuses Eurocargo de 32 puestos.

El Ejecutivo Nacional propuso un programa de intercambio de 350 vehículos viejos con alto consumo de combustibles líquidos por vehículos nuevos tipo sedán con alta autonomía de gas y bajo consumo de gasolina; las unidades recibidas fueron convertidas al sistema bi-combustible y están disponibles para su entrega.

Adicionalmente se adquirieron 2.500 vehículos rústicos con motores GNV, los cuales están siendo adjudicados a las comunas.

Las actividades de conversión vehicular generaron 1.100 nuevos empleos, y cursos de capacitación para 223 trabajadores de los centros de conversión del Estado y empresas privada.







## 5. TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS



## a. SUMINISTRO Y LOGÍSTICA

Durante el año 2010 se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. El volumen movilizado de productos negros (crudo y Fuel Oil) en el año 2010 fue de 416 MMBls, de los cuales 105 MMBls (25%) fueron movimientos de cabotaje y 311 MMBls fueron trasladados a Almaex y Exportaciones. Estas operaciones se efectuaron en total con un número promedio de 33 buques, es decir un buque más con respecto al año 2009.

El volumen de productos blancos movilizado en el año 2010 fue 151 MMBls (414 MBD) y representó una disminución de 7 MMBls con respecto al volumen transportado de estos productos en el año 2009. Específicamente, 108 MMBls fue movimientos de cabotaje (71%), 25 MMBls entregas a ALMAEX (17%) y 18 MMBls fueron exportaciones CIF (12%). Asimismo, los productos de especialidades movilizados en el año 2010 fueron 31 MMBls (85 MBD) los cuales presentaron una disminución de 6 MMBls con respecto al volumen de especialidades transportado en el año anterior.

## b. PDV MARINA

PDV Marina, filial de PDVSA, cuenta actualmente con 18 buques tanques; 10 de ellos operados directamente y abanderados en la República Bolivariana de Venezuela, para el suministro de hidrocarburos en cabotaje, así como para las entregas en Sur América y el Caribe; 8 buques tanques tipo Aframax, pertenecientes a su filial Venfleet, LTD, abanderados en Panamá, y operados por la empresa Bernhard Schulte Shipmanagement de la República de Chipre, los cuales surten las dietas de las Refinerías de PDVSA en el exterior.

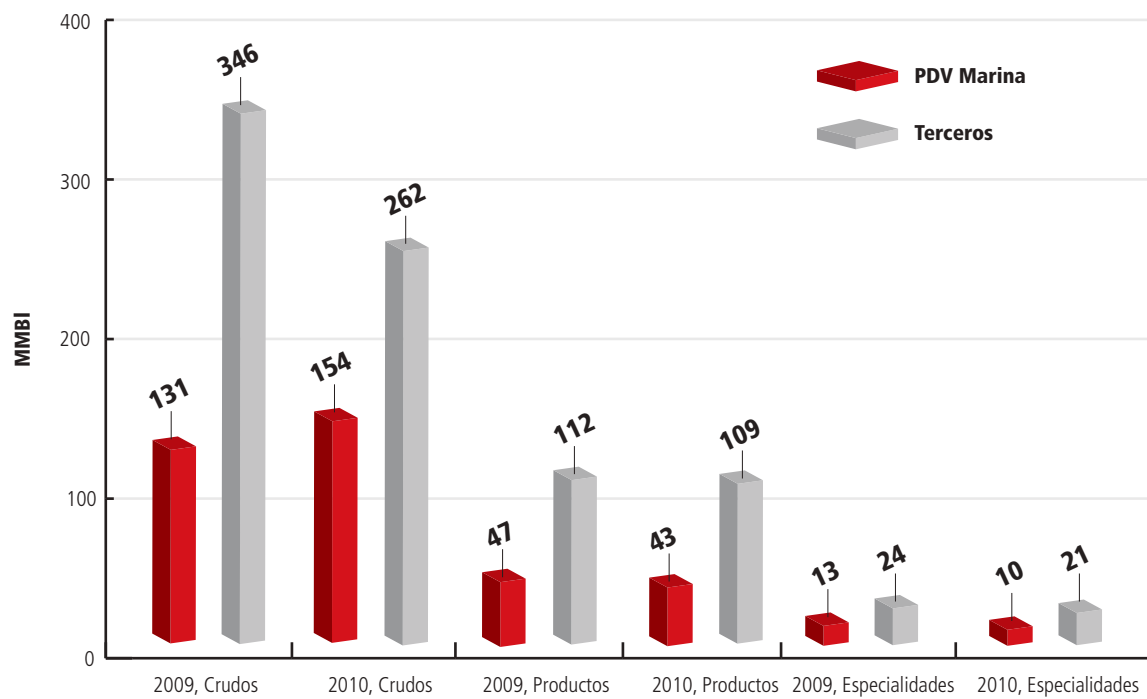


PDV Marina transportó 154 MMBls del volumen (37%) de crudos y Fuel Oil, y el volumen restante de 262 MMBls (63%) fue movilizado por la flota controlada con terceros (Time Charter). Comparado con el año 2009, PDV Marina incrementó el volumen total transportado en 24 MMBls, y el aumento se reflejó particularmente en el cabotaje de 6 MMBls a 37 MMBls.

Igualmente transportó 43 MMBls del volumen de productos blancos (28%) y el volumen restante de 109 MMBls (72%) fue movilizado por la flota controlada con terceros, Time Charter. El transporte de los productos fue principalmente cabotaje y con respecto al año 2009, PDV Marina disminuyó el volumen total transportado en 7 MMBls.

A continuación el total de los volúmenes transportado por PDV Marina:

### Volumen Transportado por PDV Marina



El mantenimiento de la flota continuó con la diversificación internacional del mantenimiento mayor de los buques, continuando con los diques secos de uno de los buques Aframaxes en Vietnam y un buque Productero en Curacao. En el ámbito nacional se sigue apoyando la industria venezolana en cuanto a la nivelación tecnológica de sus trabajadores, materializada en las reparaciones de mantenimiento mayor que recibieron dos buques Asfalteros y un Gasero en la filial Diques y Astilleros Nacionales (DIANCA), alcanzando así una ampliación de sus capacidades en reparaciones y mantenimiento de buques que pueden ser varados en sus instalaciones.

La alianza estratégica entre PDV Marina, PDVSA Naval y el astillero brasileño EISA, responsables del proyecto de construcción de buques petroleros, efectuaron la botadura del Buque Tanque Abreu e Lima, este Tanquero es la primera de las 10

embarcaciones que se construyen en Río de Janeiro. Esta alianza estratégica impulsa la transferencia tecnológica, lo que en un futuro próximo permitirá la fabricación de embarcaciones de gran calado en suelo nacional, acciones estas que favorecerán la reactivación de la Marina Mercante Nacional, la generación de empleo en el sector naval venezolano y sus industrias conexas.

Por otra parte, durante el año 2009 se transfirieron a PDV Marina las actividades de servicios de remolcadores de los terminales de PDVSA, anteriormente en manos de PDVSA Petróleo, así como también el transporte fluvial en el eje Orinoco-Apure, anteriormente en manos de terceros.

Con gran optimismo, se destaca el convenio de asociación suscrito entre PDV Marina y Petrochina International Company Limited para la adquisición, operación, administración y manejo de una nue-

va flota de buques para el transporte de hidrocarburos al continente asiático, incluyendo tanqueros de gran capacidad, VLCC (*very large crude carrier*). De este modo se incrementará el empleo nacional, disminuirá el flete de buques extranjeros, y se apoyará comercialmente la gestión de PDVSA, toda vez que ya fletó tres VLCC para el transporte de crudos a la República Popular China, y se acordó la construcción de cuatro nuevas unidades VLCC con este País. Se estima que el primero de estos buques estará listo para el año 2012.

Asimismo, durante el año 2010 se obtuvo la ratificación de la certificación ISM Code, por parte del Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos e Insulares (INEA), como autoridad marítima nacional, con lo cual se mantiene el cumplimiento de los códigos internacionales de gestión de la seguridad operacional de los buques y la prevención de la contaminación.



### C. PDVSA EMPRESA NACIONAL DE TRANSPORTE, S.A.

Esta filial se creó en el marco de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, con el objeto de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del Mercado Interno en todo el territorio nacional, a través de una flota propia y empresas privadas de transporte, suministrando oportunamente el producto con adecuados estándares de seguridad, calidad y confiabilidad, para esto la ENT ha asumido la ocupación de 93 empresas de transporte de las 364 existentes, incorporando 19 empresas de transporte durante el año 2010.

El mecanismo de nacionalización de

las empresas comprende: valoración, negociación, ocupación, absorción del personal y pago de los activos. La metodología de valoración de las empresas de transporte incluyó el avalúo de los activos y la auditoría financiera de la compra. Hasta la fecha 70 Empresas han sido valoradas, ocupadas y se encuentran operando; de estas 69 fueron negociadas. Los pasivos laborales de nueve empresas se han liquidado y el resto está en proceso de revisión.

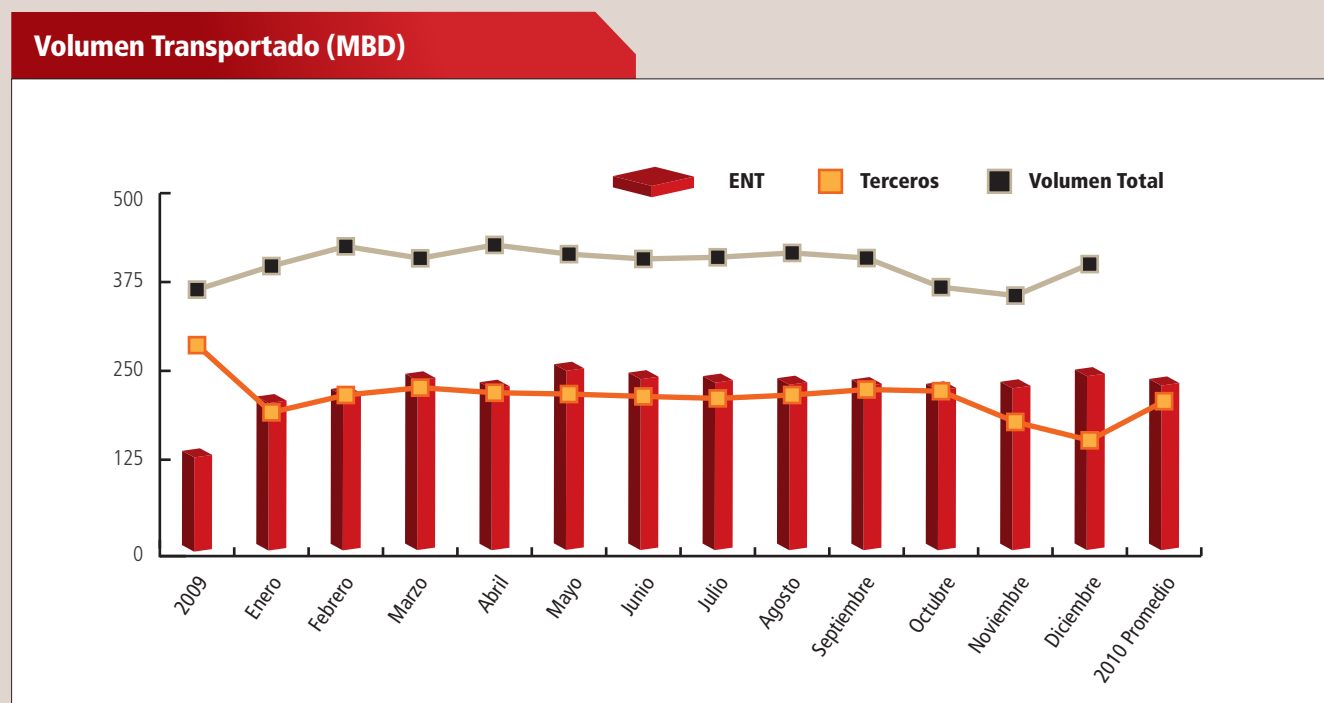
Durante el año 2010, la ENT incrementó su participación en la distribución de combustibles líquidos, en 20% con respecto al 2009. El volumen promedio trans-

portado por la ENT en 2010 incrementó, de 110 MBD a 193 MBD, es decir aumento 83 MBD (76%), en un año.

El volumen transportado por la ENT en el año 2010 corresponde al 48% del total de combustibles líquidos movilizadas a nivel nacional, por flota terrestre. El resto de los combustibles líquidos fue transportado al Mercado Interno con la flota de Terceros, cuya participación disminuyó en 2010 con respecto al año 2009, de 286 MBD a 207 MBD, es decir que descendió 79 MBD (28%) en un año.

Al cierre del 2010, la ENT cuenta con una disponibilidad de flota operativa pa-

A continuación se muestra los volúmenes transportados por la ENT comparados con los Terceros desde el año 2009 hasta el cierre del 2010.



ra el transporte de combustibles líquidos; 901 chutos y 848 cisternas; con presencia en 23 sedes a nivel nacional. Para incrementar la disponibilidad y operatividad de la flota, y asegurar la continuidad operacional, se adquirieron 750 unidades tractoras y 1.150 cisternas en el año 2010. De estas 284 cisternas fueron incorporadas en el año.

Como parte del Modelo Socialista, la nacionalización de las empresas de transporte benefició a los trabajadores que fueron absorbidos, e incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas del suministro de combustible. La fuerza laboral actual de la ENT es de 1.409 trabajadores.

#### d. PDVSA NAVAL

PDVSA Naval, es la empresa que tiene como fin desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas Costa Afuera, y todo lo relacionado a la infraestructura naval para garantizar la autonomía de las operaciones de la Industria Petrolera Nacional.

Posee las filiales, ASTINAVE, y DIANCA, que constituyen astilleros dedicados al mantenimiento de buques y la construcción de embarcaciones más pequeñas dedicadas a 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.

PDVSA Naval desarrolla el Proyecto para construir un astillero en el Río Orinoco, dirigido al mantenimiento y construcciones de embarcaciones fluviales de los proyectos de la Faja Petrolífera y de la industria básica de Guayana. En el año 2010, concentró sus actividades en el arranque del Proyecto de construcción del Astillero Nororiental ASTIALBA, donde se planifica el desarrollo de un agrupamiento industrial con incentivos que permitan el desarrollo de un sector industrial en la Península de Araya que impulse un importante crecimiento socioeconómico del estado Sucre.



## PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE ASTILLEROS EN LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

PDVSA Naval cuenta con un programa para la adecuación y construcción de tres Astilleros en el territorio nacional, el Astillero Nor Oriental, ubicado en la Península de Araya, estado Sucre, el Astillero Astinave ubicado en la Península de Paraguaná y el Astillero Río Orinoco ubicado en Ciudad Guayana. Estos Proyectos se están llevando

a cabo con la asistencia de empresas especialistas de países como Brasil y Corea del Sur, y servirán para consolidar y desarrollar la Industria de la construcción naval en Venezuela, en el contexto de la transferencia tecnológica y la formación profesional, así como para dar impulso a las operaciones de la Industria Petrolera Nacional.



## PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN DE BUQUES EN ASTILLEROS INTERNACIONALES

### *Astillero Río Santiago (Argentina)*

Se continúa la construcción de dos buques Producteros de 47.000 toneladas de peso muerto (TPM) cada uno, presentando el primer buque C-79 (Eva Perón), un avance general de 42%; y el segundo buque C-80, presenta un avance general de 15%, destacándose el prearmado, prefabricado y montaje de los bloques colocados en grada, y la procura de materiales y equipos.

### *Astillero EISA (Brasil)*

Construcción de dos buques Producteros de 47.000 TPM cada uno. El primer Buque EI-494 (Abreu e Lima) tiene un alistamiento general de 54%, El buque EI-495 tiene un avance general de 22%. Adicionalmente, se prevé la construcción de ocho buques Panamax de 70.000 TPM, destinados al transporte de crudo y productos refinados, cuya construcción se encuentran en su etapa inicial.

### *Irán Marine Industrial CO. (SADRA)*

Construcción de cuatro buques Aframax de 113.000 TPM, destinados al transporte de crudo. En el año 2010 se avanzó en 27% la construcción de los buques.





*Astilleros Navales Viana do Castelo* **(Portugal)**

En el año 2010, dentro del Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Portuguesa, se firmó el contrato de construcción de dos buques Asfalteros de 27.000 TPM entre PDVSA NAVAL y el EN-VC, en los Astilleros Navales Viana do Castelo. Durante el año, se avanzó en la definición, de planos, diagramas y definiciones técnicas contractuales.

*Astillero Rongsheng Shipyard Heavy Industries* **(China):**

Con base a lineamientos de garantizar los servicios de transportes marítimos, se prevé la construcción de buques tanqueros tipos Suemax 156.000 TPM, cuyo objetivo abarcará el diseño, construcción, botadura y alistamiento. Estos buques serán construidos y equipados con doble casco, aptos para garantizar el control de la carga, transporte y distribución del crudo y productos derivados del petróleo en el mercado internacional, específicamente en rutas hacia Europa y Asia; también permitirán aumentar la flota actual de PDV Marina al mejorar su viabilidad.



## 6. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

La Cartera de Intevp en el año 2010 estuvo comprendida por 121 proyectos. A continuación se muestran los logros en el área de investigación y desarrollo por segmento de negocio.

### EXPLORACIÓN Y ESTUDIOS DE YACIMIENTOS



En apoyo a los proyectos de Costa Afuera se realizaron evaluaciones de los fluidos de tres nuevos pozos del proyecto Mariscal Sucre y uno en el Proyecto Rafael Urdaneta. También se realizaron estudios de geología de superficie en Falcón Oriental y muestras de núcleos de los campos Cuma-rebo-La Vela, así como el análisis de muestras de crudo y gas de esta área. Asimismo, como parte del acuerdo de unificación

de yacimientos entre Venezuela y Trinidad y Tobago, se realizó la migración de datos del Proyecto Trinidad BP (pozos y sísmica). También, se realizó la carga de 129 líneas sísmicas 2D, aportando información necesaria para el proyecto de estudio y análisis de yacimientos con alta permeabilidad vertical y alto buzamiento que se realiza en dicha área.

A fin de suministrar información esencial en la fase de construcción del modelo estático de yacimiento para apalancar los cálculos del petróleo original en sitio y de reservas de los diferentes bloques de la FPO, se realizaron análisis bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos y petrofísicos de muestras de los nuevos pozos ubicados en las áreas de Boyacá, Junín y Ayacucho. Adicionalmente, para los campos Carabobo y Junín se realizaron análisis de riesgos en los cuales se emplearon los métodos de Análisis Preliminar de Peligros (APP) y se realizó el correspondiente cálculo preliminar de consecuencias. Asimismo, se realizó la validación de información contenida en el repositorio nacional y de los proyectos de plataforma de interpretación pertenecientes al Campo Ayacucho en sus bloques 2, 3, 5 y 6.

A fin de permitir en un mediano plazo

aumentar la producción en áreas tradicionales de PDVSA, se generaron los modelos estáticos de los campos Aguasay Norte, Aguasay Central, Aguasay Este, Caro y Carisito, los cuales contienen hidrocarburos de las formaciones Oficina y Merecure en un total de 224 yacimientos, donde se han calculado 3.276 MMMPCN de gas original en sitio y 1.740 MMBN de petróleo original en sitio, cuyas gravedades varían principalmente entre los tipos de hidrocarburos mediano y liviano, con algunos yacimientos de condensado y gas.

Se apoyó el desarrollo de aplicaciones geocientíficas mediante la instalación y prueba del Módulo de Modelado Sísmico Exploratorio del Paquete PEMON en Exploración y Producción, División Oriente. Igualmente, se desarrolló la plataforma para la caracterización estática de yacimientos y se creó la versión beta del Módulo de Interpretación Geológica del Paquete Orinoco, futura herramienta de trabajo en los proyectos de exploración y caracterización de yacimientos en el ámbito nacional e internacional.

Se realizaron pruebas de desplazamiento lineal para la cuantificación del incremento en el factor de recobro de crudo TJ-897, utilizando diferentes tasas de





mezcla álcali-surfactante-polímero que generaron variaciones en la relación vapor-petróleo, obteniendo una recuperación de crudo promedio de 72%.

Se desarrolló la primera versión venezolana de una herramienta de jerarquización de procesos de recobro mejorado, la cual incluye procesos térmicos, inyección de gases y procesos químicos.

## PRODUCCIÓN



Para asegurar el suministro eléctrico en áreas remotas de operación y así apoyar los niveles de producción, se culminaron los planos de ingeniería mecánica y eléctrica para el piloto industrial del microgenerador de electricidad desarrollado en INTEVEP.

Como parte del esfuerzo para incorporar en las operaciones de producción, productos desarrollados por INTEVEP y reducir costos por el uso de insumos importados, en el Norte del estado Monagas se realizaron pruebas con Multigel® para el

control de agua a fondo de pozo, mostrando este aditivo una mayor capacidad de absorción y mayor selectividad en el bloqueo que el polímero asociativo comercial.

Como parte de los esfuerzos para incorporar en las operaciones, insumos químicos desarrollados por INTEVEP, (División Occidente) se probó el producto tecnológico INTEFLOW® con TOFA, (ácido oleico inhibidor de la síntesis de ácidos grasos) y se realizaron aplicaciones de SOLSURF® Asimismo, se probaron aplicaciones de LI-TECEM® en hoyo productor (TJ-1485 y TJ-1486) y hoyo intermedio-productor con ahorros en costos de 30%, respecto al uso del producto tradicional.

Se culminó la prueba piloto del prototipo del CIMCI (Ciclones Múltiples Ciclónicos) de flujo ascendente, evidenciándose una disminución del arrastre de gas en el líquido y mejora en el drenaje del líquido arrastrado en el gas. La aplicación de esta tecnología permitirá ampliar la ventana operacional, ya que podrá ser utilizado con altas tasas de flujo en separadores horizontales, por mostrar un arrastre de gas en el crudo de 50% menor al obtenido con otras tecnologías.

Se culminó el módulo de seguridad de acceso y se entregó a las áreas operacionales la versión inicial del programa de simulación y diseño de bombeo electrosumergible (BES) del Simulador local de producción GURÚ. Así mismo, se procedió a la divulgación de la versión 1.0 del Pro-

grama para Control de Aguas TUNA (software en proceso de registro de marca) a 25 profesionales en las Divisiones Oriente y Centro-Sur para su prueba.

A fin de mejorar la predicción del volumen de gas inyectado en los pozos y así optimizar su uso, se desarrolló un modelo que permite determinar el comportamiento dinámico de válvulas de levantamiento artificial por gas.



## FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Se concluyó prueba de campo de la tecnología de mejoramiento de crudos pesados y extrapesados, INT-MECS, en Morichal, mediante la cual se aumenta la calidad del crudo (mayor gravedad API y menor contenido de azufre). Se concluyó la fase de visualización de un módulo de 62,5 MBD para el Mejorador de Petromonagas.

Como parte del proyecto de Combustión en Sitio que se adelanta a fin de incrementar el factor de recobro en la FPO, se concluyeron los modelos estáticos y dinámicos de yacimiento y las ingenierías básica y de detalle para todas las instalaciones de superficie, los diseños de los pozos y el estudio de impacto ambiental.

Se culminó el estudio de visualización de un módulo de 50 MBD de la tecnología de conversión moderada AQUACONVERSION® como opción para transporte, con ahorro de diluyente, de crudos pesados y extra-pesados provenientes de la FPO. Asimismo, se desarrolló la simulación de esquemas de proceso y estimación de costos de inversión para los crudos Jobo, Hamaca y Cerro Negro.

A fin de promover el uso de aguas de producción en los procesos químicos para incrementar la productividad, la recupe-



ración mejorada y el transporte de crudos pesados y extrapesados, se realizó la formulación de sistemas dispersos compatibles con sales divalentes comunes.

Se realizaron pruebas de desplazamiento y estimulación con formulación de surfactantes, utilizando TOFA, donde se evidenció la recuperación de hasta 64% del crudo, obteniéndose una mejora de 139,8% respecto al barrido con agua fresca, en crudos característicos del bloque Carabobo, División Faja.

Se obtuvieron bioproductos (biosurfactantes y bacterias) para la recuperación y mejoramiento de crudos de la FPO, utilizados en la prevención de formación de incrustaciones y en la formulación de productos emulsionados, lo que permitirá prolongar la vida útil de infraestructuras y sustituir importaciones mediante la aplicación de biotecnologías propias.

## GAS



Con el fin de generar tecnología de punta a ser utilizada en los desarrollos gasíferos Costa Afuera, se llevó a cabo la visualización del diseño y construcción de un vehículo de operación remota a ser utilizado en la operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones submarinas del Proyecto Mariscal Sucre, determinándose su factibilidad técnica y permitiendo sentar las bases para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la construcción del robot (clase de trabajo).

Se culminó la prueba de Campo en El Furrial con el inhibidor de incrustaciones

a base de sábila (Aloe Vera) grado industrial (INTAV™) lográndose prevenir la formación de estos depósitos en las tuberías con una menor dosis del producto, comparado con uno comercial utilizado actualmente en las operaciones.

Se concluyó la fabricación de cuatro separadores, desarrollados por INTEVEP, de mezclas multifásicas de hidrocarburos (gas-líquido) SCV CYCINT™, requeridos en la planta compresora RECAT ubicada en Anaco. El uso de estos separadores permitirá el manejo de 240 MMPCD de gas natural en dicha planta.

Se realizó la caracterización de los componentes de la vinaza (subproducto líquido de la destilación del mosto en la fermentación del etanol) para optimizar su uso como agente secuestrante en sinergia con otros insumos en el tratamiento de contaminantes como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> presentes en el gas natural. Dicha caracterización permitirá elevar su utilidad y reducir los costos de tratamiento del metano, además de reducir la generación de pasivos ambientales en la industria.

## REFINACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN



En relación a la tecnología HDHPLUS®, proceso desarrollado para convertir crudos pesados y residuales en gasolina, diesel y gasóleos sin la generación de productos colaterales sólidos, o en crudo sintético de alta calidad con un bajo contenido de azufre, nitrógeno y sin metales, se completó el diseño del proyecto de conversión profun-

da de la Refinería Puerto La Cruz. Adicionalmente, se culminó la caracterización térmica de asfaltenos y se completó el estudio del efecto del tipo de emulsificante sobre la estabilidad de la emulsión catalítica, lo cual permitirá contar con una gama de diferentes surfactantes para la planta comercial y disminuir la dependencia de un solo producto o proveedor. Asimismo, en aras de proteger la propiedad intelectual y asegurar la soberanía tecnológica, se realizaron tres solicitudes de patente de la tecnología en Estados Unidos, y se solicitó el registro de la marca comercial HDHPLUS® en Brasil, Ecuador, China, Vietnam, Japón y la Unión Europea.

Como parte del mejoramiento de hidropcesamiento de corrientes intermedias de refinerías y mejoradores, se completó el estudio de modificación del esquema de proceso convencional de hidrosulfuración selectiva en dos etapas (SHDS), cuya implementación permitirá reducir el consumo de hidrógeno en estos procesos en 50%. A través de este esquema se estiman ahorros en los costos de inversiones y operaciones de 8,5 y 1,2 millones de dólares/año, respectivamente, para un caso base de una unidad de 35 MBD.

Como aporte al desarrollo y aplicación de materiales para aumentar la confiabilidad de las instalaciones de refinación, se obtuvo un recubrimiento de circonio-nitrógeno (Zr-N) sintetizado vía deposición al vacío asistido por plasma. Este recubrimiento podrá ser aplicado a componentes y piezas de acero inoxidable austenítico incrementando cinco veces su resistencia al desgaste y 20% su resistencia a la corrosión en medios con presencia de sales.

A fin de evaluar la potencialidad de los destilados de alto vacío como componentes para bases lubricantes, se desarrollaron técnicas de caracterización para el análisis de aceites usados en motores de combustión interna. Asimismo, se obtuvieron cuatro bases lubricantes provenientes de las mezclas de lubricante liviano a dife-

rentes condiciones experimentales de desparafinación con solvente.

Se realizó el estudio de sensibilidad del proceso de craqueo catalítico de naftas provenientes del CRP, en cuanto al efecto de la presión sobre el sistema. Se encontró que los rendimientos a olefinas livianas como principal insumo petroquímico son constantes. Por el contrario, el rendimiento y el grado de olefinicidad de la corriente C4's se incrementan en 10%, lo cual impactaría positivamente la producción de alquilato.

Se realizaron modificaciones al aditivo catalítico ST-5 permitiendo disminuir la fracción de aceite pesado obtenida en las unidades de Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC, por sus siglas en inglés) y aumentar la de gasolina. Asimismo, se estableció la metodología para obtener un nuevo material que incrementa en 5% el rendimiento a olefinas en el rango de gasolinas del FCC, lo que permitirá tener una alternativa a la tecnología actualmente en uso para el procesamiento de crudos más pesados en esta unidad.

Como parte del desarrollo de catalizadores para hidrotreatmento y aditivos para la unidad de FCC fueron preparados cinco sólidos, con diferentes relaciones  $Al_2O_3/Na_2O$ , a fin de estudiar la influencia de este parámetro sobre el tamaño del cristal y las propiedades texturales del producto final. La optimización de las variables de preparación permitirá obtener alúmina con materia prima nacional.

Se desarrolló una metodología para sintetizar alúminas porosas a partir de hidróxido de aluminio (gibsite) proveniente de la empresa CVG Bauxilum. Este esfuerzo permitirá asentar las bases para la producción de soportes de catalizadores y absorbente a partir de materia prima nacional.

## EMPRESAS DE PROPIEDAD SOCIAL



Como parte del esfuerzo de incorporar los neumáticos fuera de uso en el asfalto y de esta manera eliminar este pasivo ambiental, se realizaron pruebas de desempeño a tres formulaciones realizadas con polvo de caucho de vehículo pesado, de las cuales dos tienen alto potencial para ser utilizadas en mezclas asfálticas de alto desempeño para pavimentación.

Se obtuvieron tres potenciales fórmulas de asfalto modificado con materiales de desecho triturados (envases de lubricantes y bolsas plásticas), logrando una manera novedosa de reducir el impacto ambiental ocasionado por la contaminación con estos elementos, así como mejoras en el desempeño del asfalto en el pavimento, sustitución de importación de polímeros para la modificación de los asfaltos y disminución de costos.

## OTROS ASPECTOS DE INTERÉS

A fin de apoyar desde la perspectiva jurídica la visión de soberanía tecnológica, se capturaron 37 nuevos activos: siete patentes (cuatro en crudos pesados), 29 marcas y un derecho de autor.

Con el propósito de disponer de criterios para establecer planes de manejo y restauración en ambientes extremadamente sensibles, se desarrollaron nuevos métodos para la determinación de contaminantes ambientales y la caracterización de la toxicidad crónica, con lo cual se eliminará el uso de solventes orgánicos y la exposición de los trabajadores.

Como parte de los esfuerzos para identificar oportunidades tecnológicas que pudieran incorporar en las operaciones de la industria, procesos para la transformación del coque en producto útiles, se identificó el impacto de la orientación de los componentes obtenidos en el gas de síntesis proveniente de un proceso de gasificación, lo que permite definir el modo y grado de integración de esta tecnología con otras unidades de procesamiento y conversión, incluyendo complejos petroquímicos. Por otra parte, se identificaron los riesgos tecnológicos asociados a una alimentación 100% coque en cuanto al factor de servicio y problemas operacionales debido al alto contenido de metales y azufre en este material. Asimismo, se completó la etapa de visualización y se propuso un plan maestro para el uso de coque en la Planta cementera de Pertigalete perteneciente a Cemex Venezuela, S.A.C.A. (empresa en transición) y ubicada en las cercanías de Puerto La Cruz, a fin de sustituir el gas natural como combustible en los hornos del Clinker, lo cual conllevará a la ejecución de la ingeniería conceptual en el cual se evaluará el impacto, en cuanto a operaciones y equipos, del cambio del modo gas a coque.



## 7. 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 sean ejecutados en forma segura; ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas, con la participación de los trabajadores para el control de los riesgos en materia de seguridad industrial e higiene ocupacional.

**NOTA:** Mayor información sobre Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.





## 8. AMBIENTE

PDVSA sigue en la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, además de las comunidades vecinas, incorporando una visión socialista y revolucionaria con la participación protagónica de sus trabajadores, 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.

**NOTA:** Mayor información sobre Ambiente de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.





## 9. DESARROLLO SOCIAL

Los aportes para el desarrollo social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2010 se dividen en: Apoyo a Misiones, Programas Sociales y Planes de Inversión Social. Muchos de estos aportes se realizan a través de fideicomisos constituidos con instituciones financieras gubernamentales, con el aporte proveniente del Fondo de Empresas de Propiedad Social, el Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), el Fondo Independencia 200, el Fondo Siembra, el Fondo Social Ché, el Fondo Petrobonos, el Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral, contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN) y al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA).

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar

en la verdadera siembra del petróleo, la Junta Directiva de PDVSA en el año 2006 aprobó que 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 la transformación social, en las áreas de influencia de nuestras operaciones.

El Desarrollo Social en PDVSA está orientado hacia la construcción del Socialismo Bolivariano y su significado es la consolidación de una nueva estructura social justa e incluyente, en la cual prevalecen los más altos valores de solidaridad e igualdad social que se traducen en nuevas formas de producción, apropiación y distribución de los recursos económicos.

Durante el año 2010, PDVSA efectuó aportes para el Desarrollo Social del país, como se resume a continuación:

**Nota:** Los desembolsos acumulados, aportados por PDVSA durante los nueve años comprendidos entre 2001 y 2010, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada período, 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 períodos distintos al del pago o como parte de los activos.

## Aportes realizados por PDVSA al Desarrollo Social

(MMUS\$)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	361	2.426
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.210	3.112
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 Guacaipuro	-	-	-	-	11	-	-	-	-	-	11
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	156	963
Misión Identidad	-	-	-	44	1	-	-	-	-	-	45
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	-	319
Misión Vivienda y Otros Aportes para 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	3.463
Aportes Sector Eléctrico PDVSA	-	-	-	-	-	163	650	822	1.089	3.445	6.169
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	3.458
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	202	293
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	24	142
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	93	673
Proyectos de Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	335	335
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	245	2.068
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	-	162
Fondo Bicentenario	-	-	-	-	-	-	-	-	-	738	738
Fondo Seguridad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	455	455
Fondo Miranda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.108	1.108
Fondo Deporte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28
Fondo Chino	-	-	-	-	-	-	-	863	2.064	2.444	5.371
Apoyo a Emergencia por Lluvias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Aporte Social Proyectos de Inversión PDVSA	-	-	-	-	-	202	262	578	369	297	1.660
Otros Misiones y Aportes	-	-	96	13	481	152	175	280	246	3.984	5.427
<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>4.989</b>	<b>6.005</b>	<b>19.215</b>	<b>50.158</b>
FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	1.334	29.459
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>17.373</b>	<b>6.605</b>	<b>20.549</b>	<b>83.846</b>



Los aportes sociales se ubicaron en 20.549 millones de dólares, lo que representó un aumento de 13.896 millones de dólares con respecto al año 2009 debido principalmente a la creación de los siguientes Fondos: Fondo del Poder Popular (FOPO), Fondo Independencia 200, Fondo Siembra, Fondo Social Che, Fondo Petrobonos y Fondo Simón Bolívar de Reconstrucción Integral.

**NOTA:** Este capítulo se encuentra ampliado en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.





## 10. 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 y venezolanas a través de la promoción socio-cultural, el fortalecimiento de nuestra identidad cultural; además de promover la conformación de comunidades dinámicas, participativas, asociativas, diversas, responsables y comprometidas.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA La Estancia se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.





PDS

BENVENUTO  
CONCEPT  
BALIA

CONCEPT  
BALIA





# CONVENIOS DE COOPERACIÓN IV ENERGETICA



## IV. CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA

### A. PETROAMÉRICA

**P**etroamérica 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 Amé-

rica (ALBA), de 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.



**PDVSA** creó en el año 2006 la filial PDVSA América, dando impulso y seguimiento a la ejecución de los convenios bilaterales y multilaterales suscritos con otras naciones Latinoamericanas y Caribeñas, para hacer realidad la voluntad política de los gobiernos que unen sus esfuerzos.

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; creación de infraestructura de generación eléctrica, petroquímica, refinación, 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 al desarrollo e integración de los países donde actúa.

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.

A continuación se presentan los principales logros alcanzados por las filiales y empresas mixtas de PDVSA América, S.A., durante el año 2010 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:

## 1. REGIÓN ANDINA

En esta región, conformada por Bolivia, Ecuador, Panamá y Colombia, PDV Andina, S.A., filial de PDVSA América S.A., ejecuta su misión a través de las filiales PDVSA Bolivia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., cuyas oficinas están ubicadas en La Paz y Quito, respectivamente.

### PDVSA BOLIVIA, S.A.



A través de la empresa mixta YPFB-Petroandina Sociedad Anónima Mixta (SAM), constituida entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y PDVSA Bolivia S.A., con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, se suscribieron contratos para la exploración y explotación de petróleo y gas en bloques ubicados al norte del departamento de La Paz y al sur del territorio boliviano. En el bloque subandino norte continuó el proceso de interpretación de la data sísmica 2D y los estudios de geología de superficie, para definir la factibilidad de perforación de pozos exploratorios para verificar y cuantificar la magnitud de las reservas hidrocarbúricas existentes en el subsuelo y su factibilidad económica de ser explotados para beneficio del pueblo boliviano. En el bloque subandino sur se evaluaron las alternativas para lograr mayor avance en la construcción del camino y planchadas del pozo Timboy (TBY-X2) y se inició el proceso de contratación para el levantamiento sísmico 2D en Iñiguazú.

Durante el año 2010, bajo el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, el suministro de productos y derivados se ubi-

có en 4,5 MBD. Por otra parte, en materia de comercialización, comenzó a operar la empresa Petroandina Comercio y Suministro S.A., filial de PDVSA Bolivia S.A., con el objeto de integrar los esfuerzos de incursión en el mercado interno al detal de ese país con productos derivados de hidrocarburos, lubricantes PDV®, asfalto con una venta de 3.850 Tm, igualmente se le transfirió la Estación de Servicio de ESUR GHS, la cual tiene dos años operando con buenos resultados comerciales.

Para continuar apoyando a la empresa estatal boliviana YPFB en la colocación del crudo a precios justos y evitar problemas operativos y logísticos por carecer de facilidades de almacenamiento, se extendió el contrato de compra-venta de crudo reconstituido entre PDVSA y YPFB. En el año 2010, se adquirieron nueve embarques con un volumen de 2,7 MBD.

Con la finalidad de impulsar el proceso de recuperación y nacionalización de los recursos naturales y de la industria petrolera boliviana a favor de los habitantes de esta Nación, se suministró a Bolivia una torre de perforación petrolera de 2.000 HP de capacidad. Durante la gestión del año 2010, se completó la perforación prevista en el pozo VBR-35D; concluida esta actividad, se procedió a la mudanza del taladro a la ciudad de Santa Cruz a fin de proceder al mantenimiento y utilización en la perforación del pozo exploratorio en el área de Timboy a través de la empresa mixta YPFB Petroandina SAM.

A través de la empresa mixta ENDE ANDINA SAM, constituida entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y PDVSA Bolivia S.A., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamen-

te, se concluyó la Planta Termoeléctrica de Entre Ríos, con capacidad de 100MW, incorporándose al Sistema Interconectado Nacional, beneficiando a los Departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Chuquisaca, Cochabamba, Santa Cruz y Beni. Dicha Planta se encuentra en operación desde junio del año 2010 y genera ingresos por la venta de electricidad, estimándose que genere dividendos durante los próximos años.

En materia social, se le dio continuidad al convenio con 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 menores de seis años, que viven con sus padres presos en la prisión de San Pedro, en la ciudad de La Paz. Reciben formación educativa, apoyo integral en salud, alimentación adecuada y formación interdisciplinaria en arte, deporte, huerto, etc.

Como parte del compromiso social, la empresa mixta ENDE ANDINA SAM está construyendo obras de corte residencial, cultural y deportivo, tanto para los trabajadores de la planta como para las comunidades circunvecinas. Igualmente esta empresa mixta completó la instalación de las seis unidades de generación eléctrica en la población de Trinidad, las cuales están en operación y forman parte del apoyo para dar electricidad a poblaciones aisladas.



## PDVSA ECUADOR, S.A.



PDVSA Ecuador S.A. y la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (EP Petroecuador) constituyeron dos empresas mixtas:

- Operaciones Río Napo, Compañía de Economía Mixta (CEM), con una participación accionaria de 70% Petroecuador y 30% PDVSA Ecuador, cuyo objeto es el desarrollo de actividades orientadas a la rehabilitación y modernización de campos petroleros ecuatorianos, iniciándose con la optimización y explotación del Campo Sacha. En esa área de operaciones se perforaron ocho pozos direccionales y se completaron nueve pozos los cuales aportaron inicialmente 7 MBD. Adicionalmente mediante trabajos de reacondicionamiento y mantenimiento se logró recuperar 12 MBD. Se implementaron 19 cambios de sistema de levantamiento artificial con lo que se logró un incremento de 4 MBD y 17 MBD reacondicionamiento de pozos cerrados dando un incremento inicial de producción de 2 MBD. Se han realizado trabajos sin torre, con los cuales se recuperó la producción de 2 MBD. Con todas las actividades descritas, la producción promedio fiscalizada desde la toma de operaciones del campo por parte de Operaciones Río Napo ha sido 51 MBD.
- Refinería del Pacífico CEM, empresa mixta constituida entre EP Petroecuador y PDVSA Ecuador S.A., con una participación accionaria de 51% y 49%, respectivamente, a cargo del proyecto de

construcción, operación, mantenimiento y comercialización de los productos del Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico Eloy Alfaro Delgado, con capacidad de 300 MBD, situado en la Provincia de Manabí. Durante el año 2010, una vez completadas las etapas de ingeniería conceptual y los estudios ambientales, se dio inicio a la fase de ingeniería básica.

A través del Convenio de intercambio de crudo ecuatoriano por productos, durante el año 2010 se comercializaron 33 MBD, lográndose con este acuerdo una optimización de costos y fletes y la materialización de la diversificación de los mercados.

En el proyecto de Exploración a Riesgo del Bloque IV, se concluyeron los estudios en la Zona Costa Afuera del Bloque 4, se avanzó en la interpretación de más de 2.000 km lineales de sísmica 2D entregada por EP Petroecuador, para ello se hizo la evaluación petrofísica de los pozos perforados, se integró la información de perforación y evaluación, los resultados de la geología de superficie y los análisis geoquímicos de pozos y muestras de fondo marino, que permitieron concluir que el área del bloque en estudio presenta un bajo potencial petrolífero y un alto riesgo geológico. Se espera durante el año 2011 la asignación de un nuevo campo.

En relación al mercado interno al detal ecuatoriano, la participación de los lubricantes PDV<sup>®</sup> se ubicó en 10%; éstos fueron producidos en La Planta de Mezcla y Envasado de Lubricantes, la cual aumentó su producción a 2,62 millones de galones. Así mismo, con la finalidad de incrementar la producción de la planta envasadora de lubricantes, cuya capacidad nominal es de 8 millones de galones, se envasaron los lubricantes marca Petrocomercial, CEPESA con la marca Castrol, e importadora Andina con la marca UBX, lo cual significó que la misma envasó 15% de los requerimientos del mercado de ese país. Para contribuir al posicionamiento de la marca PDV<sup>®</sup> en el

consumidor ecuatoriano, al cierre del año 2010 se encuentran en operación 13 Estaciones de Servicio con la imagen PDV<sup>®</sup> y 12 contratos de abanderamiento firmados con nuevas estaciones, en las cuales serán acometidas las obras de cambio de imagen para el próximo año, para un total de 25 estaciones que conforman la Red PDV<sup>®</sup>.

Durante el año 2010, se firmó el Acuerdo de Cooperación para la Prestación del Servicio de Perforación y Completación, con una vigencia de dos años y se culminó la actividad de perforación con la empresa Estatal Ecuatoriana Petroproducción y la perforación del pozo Puná, los taladros venezolanos CPV-16 y CPV-23 iniciaron actividades en el Campo Sacha, para la empresa Mixta Operaciones Río Napo. Para el cierre de 2010, los taladros perforaron nueve pozos, que contribuyeron con 4,5 MBD a la producción del Campo Sacha. Así mismo, el taladro CPV-23 estableció dos records en tiempos de perforación en sus dos últimos pozos.

En el aspecto social, la empresa mixta Refinería del Pacífico CEM finalizó en noviembre de 2010 la obra de la línea de conducción de agua desde los pozos construidos tanto en Pacoche como en sitios aledaños hasta el tanque de reservas existente. Además se realizó un estudio para la captación, tratamiento, bombeo, conducción y reserva de los afluentes de la laguna de tratamiento de aguas servidas de Manta hasta El Lechugal, donde se planifica construir un embalse.

PDVSA Ecuador en el marco del Proyecto Exploratorio Bloque IV desarrolló obras de corte social comunitaria, entre ellos la publicación Rescate Histórico de la Isla Puná dirigida a la comunidad y 7.000 ejemplares de colección VIC (Valores, Ingresos y Computación) para los estudiantes de todas las escuelas. Una sala de computación equipada con acceso a Internet en la escuela Campo Alegre y la reparación de la Escuela en la comunidad de Agua Piedra, todo en la Isla Puná.

## 2. 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., creadas durante el año 2009, cuyas oficinas están ubicadas en Río de Janeiro, Buenos Aires, Montevideo y Asunción, respectivamente.

### PDVSA ARGENTINA, S.A.



La Empresa Mixta Enarsa-PDV, S.A., constituida entre PDVSA Argentina S.A. y la empresa estatal Energía Argentina S.A. (ENARSA), con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente, continúa trabajando en el Proyecto de Regasificación de GNL en Argentina. En el año 2010, para minimizar los tiempos del proyecto original, se acordó desarrollar el Arranque Temprano del mismo, que consiste en el desarrollo de una infraestructura marítima y un gasoducto para interconectar al sistema de gas natural argentino, junto con la contratación de una unidad flotante de regasificación que provea la vaporización del GNL con un volumen mínimo de 10 millones de metros cúbicos por día.

En relación al suministro de combustibles con destino a la República Argentina, a través del Convenio Integral de Cooperación, durante el año 2010, se enviaron 19,5 MBD.

A través de la Empresa Mixta Petrolera del Conosur, S.A., conformada por PDVSA Argentina, la empresa estatal uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, con

una participación accionaria de 46%, 46% y 8%, respectivamente, dedicada a la comercialización de combustibles y lubricantes en el mercado interno argentino, se incursionó en el área de ventas al detal, para posicionar la marca PDVsur con altos estándares de calidad y servicio. En el año 2010, se colocó la imagen de PDVsur a 24 Estaciones de Servicio localizadas en las provincias de Buenos Aires, Santa Fe, Entre Ríos y Córdoba, para completar una red PDVsur con un total de 46 estaciones de servicio. Asimismo, continuó desarrollándose el mercado de lubricantes PDV® en el segmento automotor, se realizó la fabricación de 24.000 litros de lubricantes PDV® en la planta envasadora de la empresa AGIP Lubricantes, en Buenos Aires.

Mediante el Contrato de Unión Transitoria de Empresas entre PDVSA Argentina S.A. y Fluvioimar, S.A. (UTE Fluvialba) para la ejecución de servicios de transporte fluvial, marítimo y terrestre y el desarrollo de infraestructura logística asociada, durante el año 2010 se transportaron 46.516 Tm de gasoil y gasolinas por vía terrestre y 905.446 Tm de carga seca y líquida por vía fluvial, siendo su principal cliente PDVSA. En noviembre del año 2010 se constituyó la Empresa mixta Fluvialba, S.A., conformada por PDVSA Argentina S.A. y Fluvioimar Holding Ltd. con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, a fin de afianzar una red logística de transporte y puertos para las operaciones de PDVSA en los países de la Región.

PDVSA Argentina S.A. participa en el seguimiento de los proyectos que la empresa estatal ENARSA junto a PDVSA esta llevando a cabo en La República, exploración en el Bloque Ayacucho 6 en la FPO.

Durante el año 2010, se inició la ingeniería de cinco proyectos que convergen en los mejoradores para dos Complejos de Procesadores de Crudo en la FPO, ubicados en las áreas de Carabobo (Falconero) y Junín (Mapire). Asimismo desarrolla el estudio conjunto para los campos maduros Yopales Norte, Socororo, Caricari y Cachicamo, y el Proyecto de Licuefacción de Gas Natural.

Asimismo, durante el año 2010, PDVSA Argentina S.A. apoyó en la construcción de 2 buques del tipo producteros de 47.000 TPM en las instalaciones del Astillero Río Santiago, ubicado en Argentina.

En el Proyecto de Parque Industrial GNV, se firmó durante el 2010 un Memorando de Entendimiento con la empresa T.A. Gas Technology, para la instalación y puesta en marcha de una planta integrada para la colocación de sistemas para uso de GNV y GLP en el parque automotor. Asimismo, se desarrolló un prototipo TAT Puma GNV 10,5 y se efectuaron pruebas en las ciudades de Córdoba y Buenos Aires, en cuya evaluación participaron representantes de PDVSA del proyecto AUTOGAS e INTEVEP y del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

En el área social, PDVSA Argentina, con el compromiso de todos sus trabajadores, ha implementado diversas actividades sociales en la Provincia de Buenos Aires, en las adyacencias a las estaciones de servicio, se realizó una jornada de limpieza y forestación comunitaria en la Plaza del Barrio de Los Eucaliptos y estrategias didácticas para el abordaje de las temáticas de la contaminación del agua y la basura doméstica en las Escuelas N°18, N°57 y N°59.

También PDVSA Argentina está apoyando y acompañando la labor de diversos músicos y cantores venezolanos, representantes de la canción militante y del folklor que visitaron Argentina y ofreció apoyo al Sistema de Orquestas Infantiles y Juveniles de Argentina (SOIJAR), brazo de la Fundación del Estado para el Sistema Nacional de las Orquestas Juveniles e Infantiles de Venezuela (FESNOJIV) en Argentina.

En materia de salud, PDVSA Argentina y la Fundación Simón Bolívar de PDVSA CITGO a través de su programa de transplantes hepáticos, prestó apoyo a pacientes y sus familiares. En octubre del año 2010, se firmaron 2 convenios con el Hospital Italiano, radicado en Buenos Aires para el adiestramiento y formación de un equipo interdisciplinario de profesionales de la salud.

### **PDVSA DO BRASIL, LTDA.**



**E**sta filial de PDVSA, ubicada en Río de Janeiro, avanza en la construcción de la Refinería Abreu e Lima, en Pernambuco, con una participación accionaria de 60% de PETROBRAS y 40% de PDVSA Do Brasil, Ltda; que permitirá el procesamiento de 230 MBD de petróleo, 50% proveniente de la FPO y 50% de Brasil. Durante el año 2010, todas las acciones fueron orientadas a completar los aspectos financieros, para formalizar la incorporación de PDVSA al proyecto de la Refinería y respaldar la cuota correspondiente de PDVSA.

PDVSA Do Brasil Ltda, durante el año 2010, dio apoyo al proyecto de construcción de buques en los astilleros EISA y Maua Jurong.

Se tiene prevista una ampliación de la actual red de estaciones de servicio PDV<sup>®</sup> en el mercado interno al detal brasileño y del suministro de combustibles, para pasar en el mediano plazo de 1,3 MBD a 7 MBD, teniendo como meta lograr 3% del mercado. En este contexto, para desarrollar oportunidades de suministro para el mercado al detal se concluyó un proyecto de importación de Diesel de bajo azufre, para comercializar en las regiones del Norte y Nordeste del país.

En cuanto al posicionamiento de la marca PDV<sup>®</sup>, durante el año 2010 se abanderaron 2 estaciones de servicio, sumándose a una red de 13 estaciones PDV<sup>®</sup>. En lubricantes, se ha mantenido un esfuerzo constante que permitió instalarse en 4 nuevos estados de la República Federativa de Brasil, Ceará, Mato Grosso do Sul, Acre y Amazonas, con lo cual se amplió el mercado a un total de 22 estados.

A fin de diversificar los negocios, durante el año 2010 se realizó un estudio de mercado para visualizar las oportunidades de venta de coke en Brasil, identificándose empresas con instalaciones y facilidades logísticas al respecto. Se inició un estudio especializado en campos maduros de petróleo en Brasil, para determinar la capacidad y características de los campos.

Durante el año 2010, se dio continuidad al proyecto para aumentar y diversificar la capacidad de almacenamiento de las instalaciones existentes en la terminal de Porto Velho. Se efectuaron labores de mantenimiento eléctrico al terminal.



## PDVSA URUGUAY, S.A.



PDVSA Uruguay S.A. conjuntamente con la empresa estatal uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) constituyeron en el año 2007 la empresa mixta Alcoholes de Uruguay S.A. (ALUR) con una participación accionaria de 10% y 90% respectivamente, para la producción conjunta de etanol, azúcar, biodiesel, energía eléctrica, alcohol potable y alimento animal en este complejo agroenergético y alimentario en tres polos del país: Norte Bella Unión, Litoral Paysandú y área metropolitana Montevideo-Canelones. La empresa mixta 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 el año 2010, se logró incrementar su facturación en 200%, principalmente por la incorporación en la cartera de productos del etanol y del biodiesel, sobrepasando las metas de producción previstas en casi todos los renglones.

El suministro de crudo a Uruguay bajo el acuerdo ACEC, se ubicó en 24,6 MBD y se renovó el contrato de suministro entre PDVSA y ANCAP para el año 2011.

En el aspecto del mercado interno al detal, durante el año 2010, se inició el estudio del mercado de combustibles líquidos, a los fines de identificar aspectos claves en el desarrollo de una red de estaciones de servicio que impulse el crecimiento de las zonas rurales y al mismo tiempo cubra las necesidades de los productores agropecuarios de cada localidad.

Asimismo, se desarrolló la evaluación de las opciones de suministro y se puso en marcha la estrategia de abastecimiento de lubricantes para los países del sur; en ese sentido, se concretó la primera venta de lubricantes PDV<sup>®</sup> provenientes de la Planta Envasadora de Cardón.

Se encuentra en evaluación por PDVSA Uruguay la construcción de una planta de almacenamiento de combustibles bajo el régimen de Zona Franca en la zona de Nueva Palmira. En el marco de este proyecto se visualizaron las posibilidades existentes para el desarrollo de dicho emprendimiento y se analizaron los potenciales mercados.

Adicionalmente, se visualizaron oportunidades en la Refinería La Teja en conjunto con la empresa ANCAP, proyecto para el cual se dio inicio al estudio.

## PDVSA PARAGUAY, S.A.



Con el objetivo de posicionar la marca PDV<sup>®</sup> en el mercado interno al detal, PDVSA Paraguay, S.A. realizó estudios de identificación de penetración de medios masivos de comunicación e investigaciones para el desarrollo de una Red de Estaciones de Servicios y distribución de lubricantes PDV<sup>®</sup>.

En relación al suministro, durante el año se entregaron 8,3 MBD de productos bajo el Acuerdo Energético de Caracas.



### 3. PETROCARIBE

El Acuerdo de Cooperación Energética Petrocaribe fue suscrito el 29 de junio de 2005 por 14 naciones de la región del Caribe, en la ciudad de Puerto La Cruz, Venezuela, con la finalidad de resolver las asimetrías en el acceso a los recursos energéticos por la vía de un nuevo esquema de intercambio comercial favorable, equitativo y justo entre los países de la región caribeña, la mayoría de ellos consumidores de energía y sin el control estatal del suministro de los recursos.

Petrocaribe está concebido como una alianza capaz de asegurar la coordinación y articulación de las políticas de energía, incluyendo petróleo y sus derivados, gas, electricidad, uso eficiente de la misma, cooperación tecnológica, capacitación, desarrollo de infraestructura energética, así como el aprovechamiento de fuentes alternas, como la energía eólica, solar y otras. Su objetivo fundamental es contribuir a la seguridad energética, al desarrollo socio-económico y a la integración de los países del Caribe y Centroamérica, mediante el empleo soberano de los recursos energéticos.

Al cierre del año 2010, este importante mecanismo de cooperación e integración cuenta con 18 naciones signatarias: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, San Vicente y Las Granadinas, Surinam y la República Bolivariana de Venezuela.





Con la finalidad de materializar el Acuerdo Petrocaribe, PDVSA creó en septiembre del año 2005 la filial PDV Caribe, S.A. mediante esta organización se avanza en el proceso de conformación de empresas mixtas en todos los países signatarios, como la forma idónea para el logro de los objetivos planteados en el mecanismo y como aplicación de un modelo de gestión binacional, promotor de la participación de las naciones en la búsqueda de su propio desarrollo.

Al cierre del año 2010, se conformó una nueva empresa mixta en la República Dominicana, REFIDOMSA, S.A., por lo que se cuenta entonces con un total de doce (12) empresas mixtas en nueve (09) países miembros, así como una (01) en un país en proceso de integración al Acuerdo Petrocaribe, además de una filial en la República de Cuba, PDVSA Cuba, S.A., las cuales se presentan a continuación:

- **Belice:** ALBA Petrocaribe Belize Energy Ltd. (PDV Caribe 55% y Belize Petroleum and Energy Ltd. 45%).
- **Cuba:** Covenpetrol, 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%); y Tovase Development Corp. (PDVSA Cuba, S.A. 50% y Variation Ltd. 50%).

- **Dominica:** PDV Caribe Dominica Ltd. (PDV Caribe 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%).
- **Granada:** PDV Grenada Ltd. (PDV Caribe 55% y Petrocaribe Grenada Ltd. 45%).
- **Jamaica:** Petrojam Ltd. (Petroleum Corporation of Jamaica 51% y PDV Caribe 49%).
- **Nicaragua:** ALBA de Nicaragua, S.A., ALBANISA (PDV Caribe 51% y PETRONIC 49%).
- **República Dominicana:** REFIDOMSA-PDV, S.A. (Estado Dominicano 51% y PDV Caribe, S.A. 49%).
- **San Cristóbal y Nieves:** PDV St. Kitts Nevis Ltd. (PDV Caribe 55% y St. Kitts Nevis Energy Company Ltd. 45%).
- **San Vicente y Las Granadinas:** PDV Saint Vincent and the Grenadines Ltd. (PDV Caribe 55% y Petro Caribe St. Vin-

cent and The Grenadines (SVG) Ltd. 45%).

- **El Salvador:** ALBA Petróleos de El Salvador, ALBAPES (PDV Caribe 60% y Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador, ENEPASA, 40%), país que no ha ingresado formalmente al Acuerdo.
- A continuación se presentan los principales logros alcanzados durante el año 2010, producto del esfuerzo continuado para lograr la satisfacción de las necesidades de combustible de la región y la materialización de la infraestructura energética:
- Cumplimiento de 77% en el suministro promedio diario de combustibles a los 12 países signatarios con los que se han establecido contratos de suministro (122 MBD planificados), a pesar de que se produjo una disminución de 10%, en relación con el año 2009 (106 MBD), ocasionada principalmente por la suspensión de los envíos a Honduras, por el golpe de Estado ocurrido en junio de 2009, y por la merma en el suministro a Haití, producto del terremoto ocurrido el 12 de enero de 2010.
  - Unificación de los criterios de aceptación



de tanqueros en los terminales de Dominicana, Granada, San Vicente y Las Granadinas y San Cristóbal y Nieves, lo cual ha optimizado las operaciones portuarias, estableciéndose una normativa que facilita el proceso de la selección de buques que cumplan con las exigencias necesarias para operar en dichos países, y que permite optimizar las rutas de suministro con cargas compartidas en el Caribe Oriental, incidiendo directamente en la reducción de los precios del flete.

- Finalización de la construcción de la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustibles Schafik Jorge Handal con una capacidad de 355 MBIs, en El Salvador, municipio Acajutla, la cual actualmente se encuentra en la fase de arranque y pruebas, estimándose su entrada en operación para mediados del año 2011. A este país se le suministran combustibles, aunque no es firmante del Acuerdo Petrocaribe.
- Avance en la construcción de la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustibles de San Vicente y Las Granadinas con una capacidad de 34 MBIs, estimándose su culminación y entrada en operación para el segundo semestre de 2011.
- Progreso en la definición y desarrollo de los siguientes proyectos de plantas de almacenamiento y distribución de combustibles: Miramar de Nicaragua con una capacidad de 1.080 MBIs, perteneciente al proyecto del Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (CIESSB); Granada con una capacidad de 41 MBIs; y San Cristóbal y Nieves con una capacidad de 46 MBIs.
- Inicio de los trabajos de adecuación de la Planta Wai'tukubuli, ubicada en Dominicana, la cual fue inaugurada en el año 2009.
- Construcción y puesta en servicio, durante el mes de agosto del año 2010, de un tanque de 5.900 BIs, con el cual se incrementó en nueve días la autonomía

y confiabilidad en el suministro de combustibles a la planta de generación de electricidad de San Cristóbal y Nieves.

- Instalados y en operación 82 MW de las plantas de generación eléctrica de Nicaragua, en las localidades de Nagarote y León, a través de la empresa mixta ALBANISA, contribuyendo al aseguramiento del suministro energético del país.
- Ejecución de los trabajos de calibración de los 20 motores de la planta de generación eléctrica de Carrefour, en Haití, como parte de las acciones de restablecimiento del servicio de generación eléctrica luego del devastador terremoto del mes de enero del año 2010. Esta planta fue la única fuente de generación eléctrica a la capital, Puerto Príncipe, durante los tres primeros meses del año la cual, junto con la de Gonaïves y Cabo Haitiano, construidas como parte del Acuerdo, constituyen la principal fuente de generación eléctrica en el país.
- A diciembre del año 2010 se avanza en el desarrollo de los siguientes proyectos de Refinación en Cuba:
  - Expansión de la capacidad de la Refinería Camilo Cienfuegos, de 65 a 150 MBD, en etapa de definición.
  - Expansión de la capacidad de la Refinería Hermanos Díaz, de 22 a 50 MBD, en fase de conceptualización.
  - Nueva Refinería de Matanzas, de 150 MBD, en etapa de conceptualización.

Los proyectos mencionados están orientados a la generación de productos para el mercado local y los excedentes para exportación, así como, para la producción de productos petroquímicos:

- Avance en la Refinería del Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (CIESSB), en la República de Nicaragua,



la cual tendrá una capacidad de procesamiento de 150 MBD, desarrollada en dos etapas, integrada a una planta petroquímica, actualmente en etapa de conceptualización.

- Revisión de los productos de la etapa de definición del proyecto de expansión de la Refinería Petrojam Ltd., de 35 a 50 MBD, además de la evaluación de la factibilidad del mismo.
- Avance en el desarrollo del proyecto de la Planta de Regasificación de GNL en la República de Cuba, en etapa de definición, en donde se estima la instalación de dos trenes de regasificación con capacidad de 1,03 MMTmA cada uno, facilidades marinas y la red de gasoductos para la región central.
- En Cuba, continuó el desarrollo del proyecto exploratorio en la Zona Económica Exclusiva, avanzando en el procesamiento e interpretación de los datos sísmicos que fueron adquiridos en el año 2009.
- En cuanto a la compensación con bienes y servicios que algunos países signatarios del Acuerdo efectúan para el pago de la factura petrolera, bajo el esquema de comercio justo, al cierre del año 2010 se ha producido un incremento en los volúmenes de bienes suministrados, con respecto al año 2009, como sigue:



- 237.269 vs. 124.806 quintales de café en el 2009, lo que representa un aumento de 90%.
- 194.951 vs. 32.519 toneladas en el 2009, 499% de aumento de productos como: aceite, arroz blanco y paddy, azúcar en polvo y líquida, caraotas, carne, leche UHT y pastas alimenticias.
- 12.756 vs. 8.885 unidades en el 2009, 44% mayor al año anterior, de novillos y vaquillas.

El incremento del suministro en el año 2010 se debe principalmente al importante esfuerzo de la empresa Alba Alimentos de Nicaragua (ALBALINISA), empresa mixta entre ALBANISA y la Corporación Venezolana Agraria (CVA), en el proceso de consolidación del esquema de compensación a través de la entrega de productos. Igualmente se destaca la incorporación de Guyana y República Dominicana al esquema de compensación. De esta manera, con el esquema antes mencionado se impulsa de manera decidida el desarrollo sostenible y se crean nuevos espacios económicos entre los países miembros del Acuerdo.

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 diversos proyectos, en las áreas de: salud, alimentación, educación, vialidad, acceso al agua pota-

ble y vivienda, entre otros. A continuación los resultados del año 2010:

- Construidas 128 casas a través del financiamiento del FAC, y fueron entregadas oficialmente a efectivos de la Policía Nacional de Haití (PNH), con la coordinación conjunta de las autoridades de dicha Nación.
- Avance en el proyecto de Intensificación de la Producción de Arroz en el Valle del Artibonite, ubicado en la zona central de la República de Haití, con el financiamiento del Fondo ALBA Alimentos. Se produjo un incremento de más de 85% en el rendimiento por hectárea cosechada de arroz (5 Ton/ha en 2010 vs. 2,7 Ton/ha en 2009), con un total de más de 1.500 hectáreas atendidas y 3.070 productores beneficiados. Asimismo, se repararon más de 96 Km. de canales principales de riego y drenaje, para aumentar la eficiencia y superficie de riego.
- Suministro y distribución de 195.000 galones de diesel a los hospitales y centros de ayuda humanitaria de Haití ubicados en las mayores zonas impactadas por el terremoto ocurrido en enero del año 2010, como parte del apoyo brindado a dicha Nación y en coordinación con la Organización Panamericana de la Salud (OPS), la Organización Mundial de la Salud (OMS) en Haití y el Buró de Monetización.

- Construcción e instalación de 21 tanques de combustibles, de 3.800 L c/u, en edificaciones estatales y comunidades de pescadores en Dominica, a través de la empresa mixta PDV Caribe (Dominica), Ltd., con lo cual se garantiza la disponibilidad y accesibilidad de este importante recurso.
- Lanzamiento al mercado, por parte de la empresa mixta de Dominica, de la distribución de bombonas de 10 kg de GLP PETROCARIBE, beneficiando a 1.120 familias ubicadas en el campo y poblados alejados de la capital de Dominica, Roseau, a precios accesibles que oscilan entre el 17% y 39% por debajo de los precios de los competidores.
- Consolidación de 1,6 km de vialidad, entre las poblaciones de Petit Soufriere y Rosalie, en la región sureste de Dominica, de un total de 4,6 km, que permitirán la comunicación de estas comunidades con la capital Roseau y que a la vez logrará conectar a todo el país en un sólo recorrido.
- Culminación de la Fase I del proyecto del Acueducto de Baracoa, en la Provincia de Guantánamo, Cuba, en donde se instaló una tubería de 10,5 km. de longitud, se construyeron 8,97 km de camino de acceso y se efectuó el tendido y reparación de 22 km de redes del casco histórico para la conexión de las viviendas, beneficiando a 60.000 personas.

## B. 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:

### 1. ACUERDO DE SAN JOSÉ (ASJ)

Suscrito el 3 de agosto de 1980, con el fin de garantizar el suministro de hidrocarburos a países de Centroamérica y el Caribe, para promover su desarrollo social y económico. Es un programa con vigencia de un año, renovable en cada período.

En el marco de este acuerdo, México y la República Bolivariana de Venezuela, ambos en la lista de los principales exportadores mundiales de crudo, suministran conjuntamente 160 MBD de petróleo crudo y/o productos refinados (80 MBD cada uno), a los países participantes, en condiciones especiales de financiamiento y con un esquema para facilitar el desarrollo de proyectos energéticos. El esquema de financiamiento oscila entre 20% y 25% del monto de la factura petrolera generada por las compras de hidrocarburos con destino al mercado interno de cada país participante.

### 2. 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 se ha realizado en varias etapas, en virtud de la disposición del Estado de ampliar la cobertura del acuerdo a todos aquellos países que la soliciten y que reúnan las condiciones para ser 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, características y consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo de hasta 15 años, un periodo de gracia de hasta un año y medio, y una tasa de interés anual de 2%.

Adicionalmente, 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. Asimismo, 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.

### 3. CONVENIO INTEGRAL DE COOPERACIÓN (CIC)

Corresponde a los siguientes convenios firmados por la República Bolivariana de Venezuela:

- Convenio suscrito con la República de Cuba, que establece la venta de crudo por parte de la República Bolivariana de Venezuela, hasta 92 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 fue incrementada la cuota hasta 27 MBD de fuel oil y 8 MBD de gasoil, manteniéndose igual hasta la fecha.



A continuación las cifras preliminares de los Acuerdos de cooperación para el año 2010:

### Ventas a países con acuerdos de cooperación años 2010 y 2009

Detalle por país de destino (MBD)	2010		2009	
	Cuota	Suministro	Cuota	Suministro
<b>Petrocaribe</b>				
Antigua y Barbuda	4,4	1,1	4,4	0,5
Belice	4,0	-	4,0	0,4
Dominica	1,0	0,4	1,0	0,3
El Salvador	3,6	3,5	3,6	3,5
Granada	1,0	0,8	1,0	0,7
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	2,8	5,2	3,0
Haití (1)	14,0	11,7	14,0	14,2
Honduras	20,0	-	20,0	5,9
Jamaica	23,5	25,6	23,5	27,9
Nicaragua (1)	27,0	23,1	27,0	25,1
República Dominicana	30,0	29,2	30,0	27,6
San Cristóbal y Nieves	1,2	0,7	0,7	0,6
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,3	1,0	0,2
Surinam	10,0	-	10,0	-

#### Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas

Bolivia (1)	13,8	4,5	11,5	5,3
Paraguay	25,0	8,3	25,0	8,7
Uruguay	43,8	24,6	43,8	12,1

#### Convenio Integral de Cooperación

Argentina	35,2	19,5	35,2	23,8
Cuba	92,0	97,8	92,0	93,3

#### Acuerdo de San José

Barbados	1,6	-	1,6	-
Costa Rica	11,0	-	11,0	7,6
El Salvador	1,0	-	1,0	-
Guatemala	12,0	-	12,0	0,2
Haití	6,5	-	6,5	0,7
Honduras	5,0	-	5,0	0,9
Jamaica	7,0	-	7,0	-
Nicaragua	7,1	-	7,1	-
Panamá	4,0	-	4,0	1,8
República Dominicana	24,8	-	24,8	-

(1) Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA







NUEVOS  
V NEGOCIOS





## V. NUEVOS NEGOCIOS

### 1. EMPRESAS DE PROPIEDAD SOCIAL

Alineada con lo establecido por el Ejecutivo Nacional en las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007–2013, y específicamente con los objetivos y estrategias asociadas al Desarrollo del Modelo Productivo Socialista y a la Expansión de la Economía Social cambiando el modelo de apropiación y distribución de excedentes, la Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social (GCEPS), es pilar fundamental para apalancar el éxito del Plan Siembra Petrolera como ente motorizador que garantice la articulación de actores claves; tales como, el sector productivo nacional, entes públicos y gubernamentales, universidades y tecnológicos, gremios y asociaciones, comunidades organizadas y las unidades funcionales y operativas de PDVSA. En la GCEPS continuamos las líneas de acción tendientes a consolidar e impulsar el modelo productivo socialista, uniformar prácticas y crite-

rios sobre las empresas de propiedad social, ampliar al nivel de la comunidad la creación de normas locales aplicables a las empresas de propiedad social o comunales, promover la activación de la función EPS en las filiales no petroleras, apoyar la promoción y conformación de las Brigadas Productivas Socialistas, promover la inserción laboral de los misioneros, conformar y desarrollar planes en las regiones para la promoción de EPS.

**Durante el año 2010, las acciones más resaltantes para el logro de los objetivos, fueron las siguientes:**

- Se encuentran 91 propuestas pilotos para la constitución de EPS, dirigidas a la atención de procesos operacionales de la industria petrolera, servicios y distribución de combustibles y desarrollos agropecuarios con promoción del con-

cepto de EPS, a través de la migración de cooperativas y la promoción de nuevas propuestas.

- Promoción del concepto de trabajo voluntario ante los trabajadores de PDVSA, adecuado a las exigencias de los procesos de formación de la Misión Ribas Técnica y brigadas productivas socialistas.
- En la actualidad, la Misión Ribas Técnica cuenta con una matrícula de 9.297 bachilleres integrales en 590 ambientes, en las especialidades: Refinación de Petróleo, Mantenimiento Mecánico, Electro-Instrumentación, Mantenimiento de Redes de Distribución de Gas Metano, Soldadura, Operación de Crudo y Gas, y Perforación en los estados Anzoátegui, Apure, Barinas, Carabobo, Falcón, Monagas, Sucre, Zulia y Distrito Capital.
- Se han brindado 1.912 acompañamientos a las diversas formas de Uni-

dades Socio Productivas con participación de la comunidad, auspiciadas por la GCEPS con el fin de fortalecer los mecanismos técnicos, administrativos, económicos y socio-políticos que permitan un aumento sostenido de la productividad y eficacia de sus procesos.

- Se efectuaron 500 enlaces intergubernamentales con Alcaldías, Gobiernos y entes del Estado para la conformación de EPS indirectas.
- Seguimiento a los Proyectos de estímulo al desarrollo de las capacidades nacionales:

#### **Proyecto de EPS de Base Tecnológica:**

pretende fomentar la investigación y desarrollo nacional bajo el modelo EPS, a fin de atender los requerimientos de las operaciones medulares de la industria petrolera para formular y obtener insumos químicos con altos contenidos nacionales. Para el cierre de 2010, entre los principales logros reencuentra los siguientes avances en materia de sustitución de insumos químicos para la industria petrolera:

- Identificación y/o promoción de capacidades nacionales para la producción de componentes activos para control de agua, deshidratación de crudos y dispersantes de asfáltenos, con el fin de desarrollar un plan progresivo de sustitución de importaciones de estas materias primas, así como también la determinación de la demanda de materias primas de PyMES nacionales (Cayogua, Resinas Múltiples, Lipesa e Intequim).
- Se determinó la capacidad de producción de ácidos grasos de la empresa (Oleopetrol). Con la finalidad de identificar la factibilidad de la incorporación de ácidos grasos de producción nacional como materia prima para surfactantes de uso en la industria petrolera.
- Determinada la capacidad de prestación de servicios de los proveedores de fluidos de perforación en la División Occidente de PDVSA Petróleo, en función de analizar y realizar un diagnóstico para conocer las fortalezas y debilidades de este sector e identificar oportunidades de mejora en sus procesos, así como la precisión de la demanda de aditivos químicos de estos proveedores.

#### **Proyecto Planta Refinadora de Aceites Usados:**

proyecto concebido para dar respuesta a problemáticas ambientales relacionadas con la industria a través de sus productos, específicamente con el aprovechamiento integral de los aceites usados, se presenta los siguientes avances en la materia:

- Culminada 1<sup>era.</sup> etapa del Plan Piloto del municipio Guaicaipuro del estado Miranda, se recolectó y realizó la disposición final de 44.500 litros de aceites usados.
- Culminada la ingeniería básica de procesos y la entrega del Manual de Operación y el libro de procesos en cooperación con la asociación de las empresas extranjeras Axens (Francesa) y Viscolube (Italiana) licenciantes de la tecnología REVIVOIL.
- Culminado estudio de localización preliminar en el CRP para instalar la planta de re-refinación, resultando favorecida la Refinería Cardón.
- Inicio de la ingeniería conceptual de las unidades auxiliares y de servicios de la planta refinadora de aceites usados, entre INTEVEP en conjunto con Axens.
- En proceso adhesión al convenio entre PDVSA – Instituto Frances de Petróleo (IFP) para cumplir con los deberes formales y acuerdos de las organizaciones participantes en el proyecto; ATEPS, Axens y Viscolube. Según sus entes reguladores.
- En proceso de aprobación Acuerdo de Transferencia Tecnológica REVIVOIL con Axens/Viscolube licenciantes de la tecnología y facultados para ejecutar el proceso transmisión tecnológica.
- Firma del Convenio Específico con el Consorcio Obligatorio de Aceites Usados (COOU) ubicado en Roma Italia. Este convenio marco de cooperación proveerá y coadyuvará en la asesoría de logística, rutas y conformación de grupos socio productivos para la recolección y transporte a la planta recuperadora de aceites usados Viscolube.

#### **Sistematización de una base de datos para el Programa EPS:**

proyecto para desarrollar una herramienta tecnológica automatizada denominada Sistema de Gestión de Programa de EPS (SIGEPS). Este sistema aglutina gran capacidad de información mediante la conexión o interfaz a otros sistemas operativos como: SAP, REPS, RAC y SICAC. La función primordial de este sistema apunta en gran medida a la optimización en el suministro de información oportuna para la toma de decisiones y medición de la gestión de las EPS.

#### **Proyecto Esquema de Propiedad Social en Cadenas Petroleras y No Petroleras:**

son iniciativas que tienen el propósito de visualizar aquellos procesos de negocio en la cadena de valor petrolera y no petrolera, que pueden ser desarrollados para fortalecer las capacidades productivas, tecnológicas y sociales del tejido nacional de la industria petrolera bajo el concepto de EPS. Dentro de las principales iniciativas que abordan este tema se presenta el manual de Normas y Procedimientos para el Seguimiento y Control del Valor Agregado Nacional (VAN) de los Proyectos Gasíferos tutelados por el MENPET, cuya revisión le fue solicitada a la GCEPS por la Dirección de Industrialización del MENPET. Entre los asuntos relevantes aportados destaca la inclusión de las principales líneas del Plan Nacional Simón Bolívar, así como leyes y principios socialistas y comunales. Se recomendó además, establecer dos mecanismos de concertación, bajo la mediación de la GCEPS, entre los Entes Responsables de Proyecto (ERP), las comunidades y las organizaciones de la Economía Popular, que hagan posible el desarrollo de las capacidades productivas nacionales, más allá de las limitaciones que impone la Ley de Contratación Pública.





## 2. FILIALES NO PETROLERAS

### a. PDVSA AGRÍCOLA, S.A.

Tiene como finalidad incentivar al sector agroalimentario nacional, para dar respuesta a las necesidades alimentarias del país con planes y acciones que contribuyan al logro de la soberanía y seguridad alimentaria bajo un modelo socialista de producción. A continuación, se presenta un resumen de los principales logros alcanzados por esta filial en el año 2010:

#### I. CONVENIOS, CONTRATOS Y ALIANZAS ESTRATÉGICAS

##### *Internacionales*

En el entorno internacional con países de reconocida experiencia en el desarrollo tecnológico agroindustrial, continúan los contratos marcos, acuerdos institucionales, empresas mixtas y convenios de cooperación:

- Contratos establecidos con la Empresa de Ingeniería y Servicios Técnicos Azucareros (TECNOAZÚCAR) y la Empresa Exportadora de la Agroindustria Azucarera (AZUTECNIA).
- Contrato establecido con la Constructora ALBA Bolivariana, C.A.
- Convenio Integral de Cooperación Cuba–Venezuela.
- Empresa Mixta Socialista Agroindustrial China–Venezuela, China Helongjiang Xinliang Grains & Oil Group Co. Ltd. y PDVSA Agrícola.
- Contrato Marco con la empresa Argentina Granja Tres Arroyos.
- Contrato Marco con la empresa Argentina Paramérica.
- Contrato con la empresa Argentina Rhonaldp Agro, S.A.
- Convenio Marco de Cooperación con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina (INTI Argentina).
- Contrato con la Empresa DEDINI Indus-

trias de base, de Brasil.

- Acuerdo con el Instituto Cubano de Investigación y Desarrollo de la Caña de Azúcar (ICIDCA).

##### *Nacionales*

Se han establecido convenios y alianzas estratégicas con instituciones del Estado, empresas y universidades asociadas al desarrollo ambiental, agrícola y animal, la producción de alimentos y al monitoreo de los parámetros de factores meteorológicos.

- Convenio de cooperación con la Universidad Nacional Experimental Simón Rodríguez: Para el desarrollo de un proyecto de ganadería en la Estación Experimental La Iguana, en el estado Guárico.
- Convenio marco de cooperación con el Centro Interamericano de Desarrollo e Investigación Ambiental y Territo-





rial (CIDIAT) de la Universidad de Los Andes: Para formación de talento humano, asesoría técnica, estudios de investigación y servicios técnicos especializados en materia ambiental.

- Convenio marco de con el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMEH) del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente: Para la asesoría, servicios y formación técnica especializada en materia de meteorología, hidrología y clima.
- Convenio marco para la Fianza Ambiental Global con el del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB): Para agilizar el proceso de permisosología ambiental.
- Convenio marco de cooperación institucional con el Instituto de Estudios Avanzados (IDEA): En las varias áreas de seguridad alimentaria.
- Convenio marco de cooperación institucional con la Fundación Instituto de Ingeniería y Desarrollo Tecnológico (FII) en trámite: Para desarrollar investigación tecnológica de apoyo a la productividad de la empresa.

#### **SE MANTIENEN LOS SIGUIENTES CONVENIOS, CONTRATOS Y ALIANZAS:**

- Convenio Marco con el Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas (INIA) del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras.
- Contrato de servicio con la Fundación para el Desarrollo de la Ciencia y Tecnología Agrícola (FUNDAGRI).
- Convenio con el Programa Integral de Desarrollo Lechero (PIDEL) y Fundación Nacional para el Desarrollo de la Biotecnología (NADBIO).
- Alianza estratégica con la empresa Avícola de Oriente C.A. (AVIDORCA).
- Alianza estratégica con Servicios de Incubación de Oriente C.A. (SERVINORCA).
- Alianza estratégica con la empresa SUPER S.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA Agrícola se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.





## **b. PDVSA INDUSTRIAL, S.A.**

Tiene por objeto desarrollar un tejido industrial con hegemonía de la propiedad social de los medios de producción en áreas industriales vinculadas a PDVSA, orientadas a satisfacer las necesidades sociales del pueblo y la producción soberana, para un desarrollo endógeno, bajo nuevas relaciones de producción, distribución y consumo, creando una fuerza política de vanguardia, integrada por sus trabajadores y trabajadoras, impulsados por un alto nivel de conciencia y formación ideológica.

Con el propósito de impulsar la plena soberanía económica con el desarrollo del parque industrial a nivel nacional,

PDVSA Industrial definió al momento de su creación una estrategia de conformación, adquisición y reactivación de empresas y proyectos en el territorio nacional, con impacto en el proceso de construcción del modelo productivo socialista al avanzar sobre el capitalismo rentista nacional y el capitalismo transnacional.

Durante el año 2010, logró la conformación de cuatro nuevas empresas; dos de ellas 100% propiedad de la filial, tal es el caso de la Empresa Socialista Salinas de Araya, S.A. (EPSSA) y Corporación Bolivariana de Textiles y Calzados, S.A. (CBTEC) y dos de capital mixto en el marco del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela (Compañía Guardián del

Alba, S.A., y Reciclajes Cuba-Venezuela, S.A. RECUVENSA), así mismo se dio continuidad al desarrollo de seis empresas operativas: Industria China Venezolana de Taladros, S.A. (ICVT), Plantas Móviles de Venezuela, C.A. (PMV), Aceites y Solventes Venezolanos, S.A. (VASSA), Helisold de Venezuela, S.A. (HELVEVA), Tuberías Helicoidales, C.A. (TUBHELCA), Soldadura y Tuberías de Oriente (SOLTUCA), además de la adquisición de una empresa Manprica, Cafivi y Teive, S.A. (MCT), incorporación de una empresa (Diques y Astilleros Industriales, S.A. procedente de PDVSA Operaciones Acuáticas), reactivación y nacionalización de una empresa (Tubos de Acero de Venezuela, S.A. TAVSA), y dos



en proceso de adquisición, (Venezuelan Heavy Industries, C.A. VHICOA y NORPRO de Venezuela, C.A.) para un total de 15 empresas, las cuales se acompañan con el inicio de ejecución de 16 proyectos concernientes a la creación y adecuación de empresas, representando un crecimiento por encima de 80% con relación al año 2009.

De esta forma, se señala el avance de la filial con la reactivación e integración de 17 plantas y/o establecimientos con producción estratégica que en su mayoría se encontraban paralizadas, promoviendo

con ello la conformación de empresas nacionales consolidadas, tal es el caso de la Empresa Nacional de Tubulares (ENATUB), que conformará cuatro plantas nacionalizadas, (TAVSA, HELVESA, SOLTUCA y TUBHELCA), en proceso de creación de la Empresa Nacional de Válvulas (ENAVAL) a partir de la adquisición de la empresa Manprica, Cafivi y Teive, S.A. (MCT), creación de la Empresa Diques y Astilleros Industriales, S.A., que asumió nueve establecimientos de diques y astilleros, agrupada ahora en tres distritos operativos. También se creó la Corporación Bolivariana de Tex-



tiles y Calzados, S.A. (CBTEC), integrada por tres núcleos de desarrollo endógeno (NUDE).

Durante el año 2010, PDVSA Industrial, desarrolló la estrategia de activación inmediata de cuatro empresas mixtas para la comercialización temprana de productos adquiridos y prestación de servicios técnicos. Estas son: Empresa Nacional de Motores y Máquinas Eléctricas, S.A. (ENME) y las que conforman el Parque Industrial de Gas Natural Vehicular (Sistemas de Conversión del Alba, S.A., Cilindros del Alba, S.A. y Compresores y Surtidores del Alba, S.A.). A partir del año 2011, sus productos serán fabricados en el país.

Con relación a los 16 proyectos de creación y adecuación de empresas, mediante el reimpulso y reorientación con el fortalecimiento de la ingeniería y construcción de las obras, procura de equipos e ingreso de nuevos trabajadores, la filial logró avances significativos en los siguientes proyectos: Complejo Industrial Maderero Libertadores de América (CIMLA), Sideroca-Proacero, el Parque Industrial Tecnológico Lagunillas, VIETVEN Iluminaciones, S.A., Empresa Socialista Pedro Zaraza, S.A., Complejo Industrial Socialista Urimare (CISU) y VENSOPLAST, Transformadores de Distribución de Energía Eléctrica, Aerogeneradores Baja Potencia, Módulos Solares Fotovoltaicos entre otros.

Dentro de todos los proyectos impulsados, en el marco de la nueva geopolítica internacional, se han constituido cinco empresas mixtas, para un total de 12 en el periodo 2008-2010, conformadas con una mayoría accionaria de PDVSA Industrial, y socios de países aliados, como Cuba, Argentina, China, España, Portugal y Hungría, entre otros.

En el año 2010, la filial propuso un nuevo esquema organizativo basado en grupos industriales: Maquinarias, Metal-mecánica, Químico, Insumos para el Desarrollo de Infraestructura Petrolera y Electrónica, con la finalidad de alcanzar el

desarrollo de cadenas y redes socioprodutivas articuladas e integradas en estos grupos, en sustitución de la clasificación usada anteriormente: Hidrocarburos, Insumos Básicos, Eléctrico, y el sector de Automatización, Informática y Telecomunicaciones. A continuación se mencionan estos frentes de trabajo con alto impacto para el desarrollo integral del país, los cuales aseguran el uso eficiente de los recursos y contribuyen a la independencia tecnológica:

### GRUPO MAQUINARIAS:



- **Industria China Venezolana de Taladros, S.A. (ICVT):** Empresa mixta operativa, creada entre PDVSA Industrial y China Petroleum Technology & Development Corporation "CPTDC" con una participación accionaria de 85% y 15% respectivamente, para la fabricación de taladros de perforación tipo tierra con capacidades desde 750 hasta 3.000 HP (Caballos de fuerza), ubicada en Palital, municipio Independencia, estado Anzoátegui.

En el año 2010, la ICVT logró un hecho histórico para la Industria Petrolera Nacional con el ensamblaje, prueba y certificación de cuatro taladros en el país: PDV-20 Modelo ZJ70DB (2.000HP), PDV-21 Modelo ZJ70DB (2.000 HP), PDV-19 Modelo ZJ50DB (1.500HP) y PDV-18 Modelo ZJ50DB (1.500HP), con 100% personal técnico venezolano y la asesoría técnica en sitio de personal proveniente de la República Popular China, con la finalidad de consolidar la autonomía operacional,

además de asegurar la transferencia tecnológica. Paralelamente, esta empresa ha logrado hasta la fecha un movimiento de tierra de 2.2 millones de m<sup>3</sup>, colocación de 2.200 m<sup>3</sup> de concreto y mas de 32.000 toneladas de asfalto; construcción de galpón de 2.000 m<sup>3</sup> para almacenamiento y maquinado de piezas de taladros, alcanzando un avance total de la obra del 34%.

En materia de tecnología e innovación, la ICVT conformó la Unidad de Diseño de Taladros pilar fundamental en la apropiación social del conocimiento en ingeniería de diseño, detalle y simulación de taladros adaptados a las operaciones de los campos petroleros venezolanos, especialmente para la FPO (Faja Petrolífera del Orinoco), obteniendo a la fecha importantes avances en la digitalización de un taladro de 2.000 HP y en la modelación de gran parte de los equipos principales del taladro, tales como: cabria, bloque corona, bloque viajero, subestructura, tanques de lodo, entre otros.

- **Empresa Nacional de Máquinas Eléctricas, S.A. (ENME):** Empresa mixta constituida entre PDVSA Industrial y el grupo español Guascor Power, S.A. con una participación accionaria de 60% y 40% respectivamente, para la fabricación de motores de combustión interna para la industria petrolera, gasífera, eléctrica, naval y otras aplicaciones de valor (grupos electrógenos), ubicada en Palital, municipio Independencia, estado Anzoátegui. Durante el año 2010, ENME adquirió e instaló, el primer motor generador con capacidad de 550 KW, para satisfacer la demanda eléctrica del taller de mecanizado de la Industria China Venezolana de Taladros (ICVT), instalado con la participación de personal técnico venezolano. De igual manera, PDVSA autorizó a la presidencia de ENME suscribir con el socio Guascor Power, S.A., un contrato de ingeniería, procura y construcción (IPC) de la fábrica de motores de combustión interna.



### GRUPO METALMECÁNICA:

- **Empresa Nacional de Tubulares (ENATUB):**

Como parte de la estrategia de Soberanía Económica orientada por el Ejecutivo Nacional, PDVSA en el año 2009 adquirió las principales empresas dedicadas a la actividad de producción de tuberías en el país, debido a que sus servicios permanecían sin operaciones y sus instalaciones estuvieron en abandono. De allí, dado el carácter estratégico de este producto para la actividad petrolera y gasífera, PDVSA Industrial, está en proceso de formación de la Empresa Nacional de Tubulares con la finalidad de consolidar las industrias de este sector, que hoy cubre 12,6% de la demanda nacional de 675.000 Toneladas/Año. Entre las plantas que conformarán ENATUB, se encuentran:

- **Planta Batalla El Juncal (antigua Helisold de Venezuela, S.A. "HELVEVA"):** Planta dedicada a la producción de tuberías con costura helicoidal de 16 hasta 66 pulgadas de diámetro para transporte de gas, crudo y sus derivados, así como para acueductos. Ubicada en el municipio Bolívar, del estado Anzoátegui. Actualmente, fue reactivada la producción con 8.886 toneladas de tubería en el año 2010.
- **Planta General José Antonio Anzoátegui (antigua Soldadura y Tuberías de Oriente "SOLTUCA"):** Planta de producción de tuberías con costura helicoidal de 16 hasta 48 pulgadas en calidad de acero API y hasta 100 pulgadas de diámetro, calidad AWWA (American Waters Works Assotiation). Ubi-

cada en el municipio Bolívar del estado Anzoátegui, en el año 2010 fue reactivada la producción obteniendo 66.671 toneladas de tubería.

- **Planta Batalla Los Horcones (antigua Tuberías Helicoidales, C.A. "TUBHELCA"):** Planta de producción de tuberías con costura helicoidal de 16 hasta 42 pulgadas de diámetro para gas, crudo y de 16 hasta 100 pulgadas de diámetro para acueductos. Está ubicada en el municipio Iribarren del estado Lara. Durante el año 2010, se alcanzó la producción de 2.916 toneladas de tuberías, para la industria petrolera.
- **Planta Batalla San Félix (antigua Tubos de Acero de Venezuela, S.A. "TAVSA"):** Planta para la fabricación de tuberías sin costura para revestimiento de pozos de petróleo y gas desde 9 5/8 hasta 13 3/8 pulgadas de diámetro. Tubería de línea sin costura para transporte de petróleo y gas desde 8 hasta 16 pulgadas de diámetro. Espesores desde 9 mm hasta 25,4 mm. Ubicada en el municipio Caroní, estado Bolívar. En el año 2010, logró la reactivación de las operaciones de la empresa, generando 381 empleos directos y 1.200 indirectos, alcanzando la producción de 6.933 toneladas de tuberías sin costura.
- **Complejo Industrial Batalla Naval del Lago (Antigua Sideroca-Proacero),** ubicado en el municipio Cabimas del estado Zulia, la cual finalizó la ingeniería básica para el reacondicionamiento de edificaciones existentes y construcción de nuevas edificaciones del complejo industrial.
- **Venezuelan Heavy Industries, C.A. (VHICOA):** Empresa mixta operativa dedicada a la fabricación y montaje de equipos y estructuras de acero industrial y comercial en el mercado nacional e internacional. Ubicada en el municipio Caroní, estado Bolívar. En el año 2010 alcanzó la producción de 16.957 Toneladas de estructuras de acero. Actualmente, su capital está conformado por 40% propiedad

de PDVSA Industrial, y 60% del socio Verhover Invesments B.V. de Holanda.

- **Manprica, Cafivi y Teive, C.A. (MCT):**

Es una empresa representativa en materia de fabricación de válvulas industriales en el país, proporcionando los servicios completos de diseño y fabricación de válvulas de compuerta, retención, bola, dispositivo de cierre rápido en acero al carbono y especiales, en ANSI (American National Standards Institute) 150, 300, 600, 900, 1.500 y 2.500 (nominal) y API 1.000, 2.000, 5.000, 10.000 y 20.000 (presión de trabajo) en diámetros desde 2 a 42 pulgadas para la industria petrolera y gas natural. Está localizada en el municipio Anaco, estado Anzoátegui. En septiembre del año 2010, con la finalidad de garantizar la producción requerida por la industria petrolera nacional, las actividades operacionales y administrativas de esta empresa pasaron a ser parte del Estado a través de PDVSA Industrial, reiniciando a partir de ese momento sus actividades y alcanzado para finales de año una producción de 673 unidades (278 válvulas de bola, 274 válvulas de compuerta y 121 válvulas de retención). Con dicha adquisición PDVSA Industrial, inicia el proceso de conformación de la Empresa Nacional de Válvulas "ENAVAL".

- **Reciclaje Cuba - Venezuela, S.A. (RECUVENSIA):**

Empresa mixta constituida en mayo del año 2010, entre PDVSA Industrial (60%) y la Unión de Empresas de Recuperación de Materias Primas "UERMP" (40%) perteneciente al Ministerio de la Industria Sideromecánica (SIME) de la República de Cuba, su función o propósito es recuperar, procesar y comercializar nacional e internacionalmente como mayorista, la chatarra ferrosa y no ferrosa. En el mes de octubre, inició las operaciones con la apertura del Centro de Procesamiento en Bachaquero, municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Zulia. De igual forma, RECUVENSIA durante el año 2010 realizó la compactación de aproximadamente 800 Tm de material liviano (aluminio, metales livianos), cortes de aproximadamente 400 Tm de material pesado (hierro compactado, metales pesados) clasificándose por

áreas, si como la venta de 1.024 Tm de chatarra a la empresa Siderurgica Zuliana, C.A. (Sizuca), con la finalidad de garantizar el suministro de cabillas de acero de diversos diámetros para consumo de PDVSA Industrial, y otras empresas de la Nación, destinadas a la construcción de soluciones habitacionales.

### GRUPO QUÍMICO:



• **Aceites y Solventes Venezolanos VASSA, S.A.:** Empresa operativa, 100% perteneciente a PDVSA Industrial, destinada al desarrollo, producción y comercialización de una amplia gama de especialidades líquidas de hidrocarburos de reconocida calidad; en a) Aceites Minerales Blancos: de alta gravedad específica, viscosidad y pureza para la manufactura de Aceites Grado Medicinal y Técnico, b) Aceites para la Formulación de Lodos de Perforación Petrolera: clasificados como Aceites Ambientalmente Amigables para la perforación petrolera en áreas ecológicamente sensibles y c) Aceites Minerales Livianos, Especialidades Químicas de Hidrocarburos y Solventes Alifáticos: son aceites de media y baja gravedad específica y bajo contenido de aromáticos, que encuentran aplicaciones en aquellas áreas industriales donde se requiera aceites de baja toxicidad y bajo impacto al ambiente. Ubicada en la ciudad de Punto Fijo, municipio Carirubana, estado Falcón. En el año 2010, la producción alcanzó 64.596 Tm de productos tales como: aceite dieléct-

trico, aceites minerales blancos, y reciclaje de aceites lubricantes, empleando sistemas de gestión certificados y recursos humanos calificados.

En el año 2010, se iniciaron relaciones comerciales con empresas en el exterior, para el suministro de 183 Tm de productos Vassa LP-90, Vassa 9, Vassa 10 y Vassa35V.

• **NORPRO de Venezuela, C.A.:** Empresa dedicada a la elaboración y comercialización del producto cerámico de alto desempeño denominado Proppants (agentes tales como: arena, bauxita sinterizados, entre otros), el cual es utilizado como agente expansivo en la industria petrolera para aumentar la producción de los yacimientos gasíferos y petrolíferos mediante la técnica de fracturamiento hidráulico. Posee una capacidad actual de 22.150 Tm, con un alto porcentaje histórico de exportación de esta producción, por lo cual se convierte en una importante fuente generadora de ingresos, localizada en el estado Bolívar. Actualmente, la Empresa está en proceso de nacionalización.

### GRUPO ELECTRÓNICA:

• **Compañía Guardián del Alba, S.A.:** Empresa mixta conformada entre PDVSA Industrial y ALBET Ingeniería y Sistemas S.A., de la República de Cuba con una participación accionaria de 51% y 49% respectivamente. Esta comprende la fabricación y el desarrollo de software, los cuales integran los procesos de análisis, diseño, desarrollo de componentes y soluciones, pruebas y certificación de los productos generados, para satisfacer la demanda de soluciones y aplicaciones, en tiempo y en calidad en las áreas de automatización, informática y telecomunicaciones de la industria nacional. Durante el año 2010, logró un avance de 90% en la construcción de la sede principal de la empresa en Lagunillas, municipio Sucre del estado Mérida.

### GRUPO DE INSUMOS PARA EL DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA PETROLERA:



• **Plantas Móviles de Venezuela, C.A. (PMV):** Empresa mixta operativa, conformada entre PDVSA Industrial y la empresa PLES, Zrt de Hungría con una participación accionaria de 70% y 30% respectivamente. Dedicada a la construcción de galpones y otras estructuras con acero galvanizado prepintado bajo la tecnología UBM (Ultimate Building Machine), localizada en Palital, municipio Independencia, estado Anzoátegui. Durante el año 2010, PMV logró la construcción de las siguientes estructuras de acero:

- Un galpón de 2.000 m<sup>2</sup>, para el almacenamiento de componentes de la ICVT. Actualmente, en construcción un segundo galpón.
- Seis galpones de 3.000 m<sup>2</sup> c/u, destinados a la Base Aérea Revolucionaria Teniente Luis del Valle García en Barcelona, estado Anzoátegui.
- Techos y cerramientos que forman parte de la Compañía Guardián del Alba, S.A. en Lagunillas, estado Mérida.
- Ingeniería y movimiento de tierra en el Distrito Capital, donde tendrá inicio la construcción de módulos residenciales, destinados al hospedaje provisional de las familias afectadas por las lluvias en el Distrito Capital, así como cuatro galpones de 800 m<sup>2</sup> c/u, para el resguardo material de construcción a ser utilizado.



- **VIETVEN Iluminaciones, S.A.:** Empresa mixta conformada entre PDVSA Industrial y la empresa Dien Quang Lamp Joint-Stock Company de Vietnam con una participación accionaria de 70% y 30% respectivamente. Destinada a la fabricación de bombillos fluorescentes compactos ahorradores de energía, con una capacidad a instalar de 74.000.000 Unidades/año. Esta ubicada en el municipio Carirubana, estado Falcón.

Dentro de la Fase 1 del Proyecto, esta realizado la ingeniería de detalle del Contrato IPC (Ingeniería, Procura y Construcción), firmado el 28 de marzo de 2010. Asimismo, arribó a Venezuela 100% de la Procura con maquinarias, equipos y materiales.

- **Empresa Socialista Salinas de Araya, S.A. (EPSSA):** Empresa operativa dedicada a la extracción, transporte, molienda, refinación de productos salinos para consumo humano, animal e industrial. Esta localizada en Araya, municipio Cruz Salmerón Acosta, estado Sucre. En agosto de 2010, PDVSA Industrial, bajo concesión otorgada por la Gobernación del estado Sucre, inició la reactivación de la Empresa, con la adecuación de espacios físicos, reparación y adquisición de maquinarias para la obtención de sal bruta y refinada, alcanzando una producción neta de 6.804 toneladas de sal (bruta: 1.746 toneladas y refinada: 3.208 toneladas).

Establecido en noviembre de 2010 con el Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas (INIA) del estado Sucre, un acuerdo de trabajo para realizar estudios de laboratorio, análisis químicos y biológicos de las muestras tomadas en las lagunas de cristalización y concentración de sal, con la finalidad de certificar la calidad de los productos.

- **Empresa Socialista Pedro Zaraza, S.A.:** Empresa mixta conformada entre PDVSA Industrial y la empresa LEIRIMETAL – Equipos Metalúrgicos, LDA. de la República Portuguesa con una participación accionaria de 90% y 10% respectivamente. Creada para la fabricación de materiales de construcción, tales como bloques, tejas y ladrillos, con una capacidad a instalar de

36.000.000 und/año bloques, 20.000.000 und/año tejas y 73.000.000 und/año ladrillos. Durante el año 2010, instaló la estructura metálica de la primera nave industrial correspondiente a la fábrica de bloques y realizó la construcción de terraplen y de las fundaciones que soportarán las cargas estructurales, ejecutándose un 24% del proyecto.



- **Corporación Bolivariana de Textiles y Calzado, S.A. (CBTEC):** Esta empresa Socialista 100% de PDVSA Industrial fue constituida durante el año 2010 y dentro de sus logros se encuentran: el acondicionamiento de los galpones de textiles y calzados; capacitación a 12 personas operarias de la Unidad de Textil en Inducción Docente, a través del INCES Militar. La CBTEC alcanzó una producción de 1.955 combos de cobertores y toallas; 700 combos de cobertores y sábanas y 850 pares de calzados escolares, destinados al personal afectado por las lluvias a finales de año 2010. De igual manera, obtuvo la adquisición para la producción textil de: dos máquinas fileteadoras, una máquina punteadora, cuatro máquinas de coser, dos agujas industriales, dos ojaladoras industriales, dos botoneras industriales y seis máquinas overlock con puntada de seguridad.

- **Diques y Astilleros Industriales, S.A.:** Empresa operativa dedicada a la realización de servicios de mantenimiento y construcción de embarcaciones navales (lanchas, remolcadores, gabarras, unidades multipropósito) para la industria petrolera, con capacidad para la construcción de embarcaciones de 17 unidades, mantenimiento y reparación de 672 unidades. En octubre del año 2010, PDVSA Industrial, toma el control de esta empresa y confor-

ma tres distritos operativos ubicados en Maracaibo, Cabimas y Lagunillas, en el estado Zulia, promoviendo el empleo de más de 1.100 trabajadores. Bajo la figura del plan de emergencia de reactivación de los diques, fueron ejecutados trabajos de mantenimiento y reparaciones menores y mayores de las instalaciones, con el objeto de continuar la prestación del servicio en los anteriores centros operativos: CAMSA (Francisco de Miranda), SGA (Negra Matea), PREMECA (Batalla Naval del Lago) y DEKO (Che Guevara).



- **Venezolana Socialista del Plástico, S.A. (VENSOPLAST):** Proyecto para la fabricación de insumos y productos de plástico. En el año 2010, desarrolló un conjunto de actividades orientadas a replantear el proyecto inicial, en tal sentido, realizó cambio de alcance del proyecto Planta de Envasado y Empaquetado de Alimentos, hacia la creación del Complejo Industrial de Transformación de Resinas Plásticas, así desarrollar la cadena del plástico en insumos industriales, agrícolas, alimentos, construcción entre otros. Asimismo, durante el año 2010 se lograron las siguientes actividades:

- Redefinición de la nueva ubicación del Complejo, hacia el municipio Cabimas, estado Zulia.
- Instalación de cuatro equipos de empaquetado de sal para consumo humano a finales del tercer trimestre del año 2010, en las instalaciones de EPSSA.
- Instalación de equipos de empaquetado de azúcar a finales del cuarto trimestre del año 2010 en la Azucarera Guanare, perteneciente a PDVSA Agrícola.
- Creación de equipo de trabajo con el Ministerio del Poder Popular para el

Ambiente, destinado a la evaluación y conformación de empresas envasadoras de agua mineral de propiedad social.

- **Complejo Industrial Maderero Liberadores de América (CIMLA):** El proyecto consiste en instalar dos aserraderos integrados con tres líneas de aserrío cada uno, de alta eficiencia y rendimiento de materia prima de 40.000 m<sup>3</sup> por cada aserradero en un solo turno, para una capacidad operativa total de 480.000 m<sup>3</sup>/año de madera aserrada, seca, preservada y normalizada, operando en dos turnos de trabajo. Asimismo, prevé instalar una Planta de Tableros OSB (estructuras de madera) de 200.000 m<sup>3</sup>/año de operación continua, para la fabricación de paneles estructurales para viviendas con madera.

- **Proyecto de Transformadores de Distribución de Energía Eléctrica:** Destinado a la fabricación de transformadores de distribución de electricidad para la industria petrolera. Durante el año 2010, realizó la adquisición de 400 transformadores de distribución de energía eléctrica entre 37,5 y 50 KVA (Kilo Voltio - Amperio del equipo) con tensión de entrada de 13,8 KV (Kilo Voltio), destinados a las redes de distribución del sector eléctrico nacional y al consumo interno de los proyectos que se desarrollan en PDVSA Industrial. Ubicado en el municipio Carirubana, estado Falcón.

Adicionalmente, está en proceso de adquisición dos transformadores de 36 MVA y dos de 10 MVA para fortalecer la capacidad de subestaciones de distribución en 115/13,3 KV y 34,5/13,8 KV en algunas regiones donde se desarrollan proyectos de PDVSA Industrial, de esta forma, contribuye con el fortalecimiento del sector eléctrico nacional, buscando minimizar el impacto de la incorporación de nuevas empresas en la distribución y consumo de energía eléctrica a nivel nacional. El proyecto de instalación de la planta, alcanzó la ejecución de un 24%.

- **Planta de Aerogeneradores Baja Potencia:** Proyecto para construcción de una Fábrica de Aerogeneradores de Baja Potencia entre 1 y 6 KW, en la Zona Franca Industrial, Comercial y de Servicios de Paraguaná, C.A. (ZONFIPCA) del estado Falcón, con la finalidad de cubrir la demanda de generadores para la electrificación de comunidades rurales y zonas estratégicas en las áreas de salud, educación, comunicación, alimentación y militar, entre otros, los cuales no cuentan con el suministro de energía eléctrica convencional. En el año 2010, en función de suplir la demanda de generadores del país y mejorar el servicio en los sectores rurales y áreas estratégicas, PDVSA Industrial, realizó la adquisición de 160 aerogeneradores de baja potencia de tecnología Bornay Aerogeneradores, S.L.U., de España, con capacidad de tres y seis KW, los cuales serán instalados en comunidades aisladas del sistema eléctrico nacional.

Así mismo, adquirió una nave industrial de 2.520 m<sup>2</sup> de construcción con un área total de 7.849 m<sup>2</sup> en calidad de comodato por un período de 20 años prorrogables, para la instalación de la Fábrica de Aerogeneradores de Baja Potencia en ZONFIPCA, alcanzando el proyecto una ejecución del 43%.



- **Módulos Solares Fotovoltaicos:** Proyecto para la instalación de una Planta de Ensamblaje de Módulos Solares Fotovoltaicos, con la finalidad de cubrir las necesidades de suministro de energía eléctrica

de las comunidades rurales aisladas, indígenas, zonas fronterizas e instalaciones militares y civiles estratégicas. Actualmente, fue asignada una nave industrial (50 ha) para esta Planta en ZONFIPCA.

- **Producción de 1,5 MWP de Módulos Solares Fotovoltaicos:** En el marco del Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela, fue suministrado por el ente ejecutor de la Parte Cubana, el kit de fabricación de módulos fotovoltaicos de 140 y 180 Wp y del equipamiento principal para utilizar los módulos de 180 Wp en tres centrales fotovoltaicas (Granjas Solares) de inyección a red, de aproximadamente 324 Kwp en la República Bolivariana de Venezuela. Asimismo, realizó la capacitación del personal venezolano en Producción de Módulos Solares Fotovoltaicos (1,5 MWP) en la empresa de componentes electrónicos Ernesto Che Guevara en la República de Cuba, para la fabricación de los módulos solares amparados por el contrato. Durante el año 2010, alcanzaron las siguientes actividades:

- Instalación en el Complejo Industrial Socialista de Palital, estado Anzoátegui de tres Granjas Solares, las cuales deberán entrar en funcionamiento el 30 de junio del año 2011. Con estas granjas solares de inyección a red dejarán de consumir barriles de petróleo al año, lo que evita la emisión de 7.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, beneficiando a 50.000 personas al año con las Granjas Solares.
- En proceso de nacionalización el primer lote de módulos solares y equipos electrónicos de este proyecto, los cuales arribaron a Venezuela en el mes de diciembre de 2010.
- Aprobada la asistencia técnica de personal de COPEXTEL, S.A., en la instalación de las granjas solares.

## C. PDVSA SERVICIOS, S.A.

Esta filial se constituyó 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 completación, cementación y estimulación de pozos de crudo y gas, mediante la ejecución de las actividades de perforación, rehabilitación y servicios a pozos de crudo y gas, y la aplicación de estándares de calidad, con criterios de innovación, respuesta oportuna, efectividad, seguridad, en armonía con el ambiente y con un alto sentido humanista.

A partir del año 2010 se incluye dentro de su misión las operaciones de Logística para Operaciones Lacustre, así como el Mantenimiento a Infraestructura de Producción. Para finales de año, se incorpora la estrategia para el desarrollo de una plataforma de salud requerida para atender de manera eficaz y eficiente la provisión oportuna de bienes y servicios relacionados con la salud de nuestra población trabajadora, familiares participantes en los Planes de Salud de PDVSA y la comunidad.

En resumen, esta importante filial contiene en sus responsabilidades, la administración, control y dirección de las siguientes filiales:

### PDVSA OPERACIONES ACUÁTICAS, S.A.

Proporcionar servicios acuáticos especializados, para satisfacer los requerimientos de traslado de personal, materiales, equipos y suministros, tendido y mantenimiento de líneas subacuáticas, así como revestimiento para la Industria Petrolera.

Alineado con la orientación estratégica de PDVSA Servicios, y enmarcado en el modelo socio productivo nacional durante el 1er trimestre del año 2010, se inició la toma del control de las actividades Marítimas en apoyo a las Operaciones Costa Afuera y empresas mixtas en el Golfo de Paria, acciones estratégicas respaldadas con la promulgación de la Ley que Reserva al Estado las Actividades Conexas a las Ac-



tividades Primarias de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial N°. 39.174 del 8 de mayo de 2009.



#### Gestión Operativa:

Como parte de la gestión de la filial en la consecución de sus objetivos estratégicos se indican en líneas generales los siguientes logros:

- Recuperación de los Niveles de Servicios de la Flota Liviana y Pesada, con un incremento del 28% en el número de lanchas operativas disponibles en el Lago de Maracaibo.
- Adecuación y adaptación de barcazas: LOS 5 HÉROES y GRANMA, lo cual ha permitido abordar la ejecución de actividades de reparación y recuperación

de líneas sub-lacustres entre 2 y 6 pulgadas, así como el conexionado a estaciones de flujo, múltiples y pozos, permitiendo así mantener los niveles de producción en el Lago de Maracaibo, con una mayor eficiencia en tiempo y uso de recursos.

- Adhesión a convenio con la Universidad Marítima del Caribe para la formación de Gente de Mar.
- Desarrollo e implantación de la primera escuela de formación técnica en especialidades navales, bajo el auspicio y enfoque de la Misión Ribas Técnica.



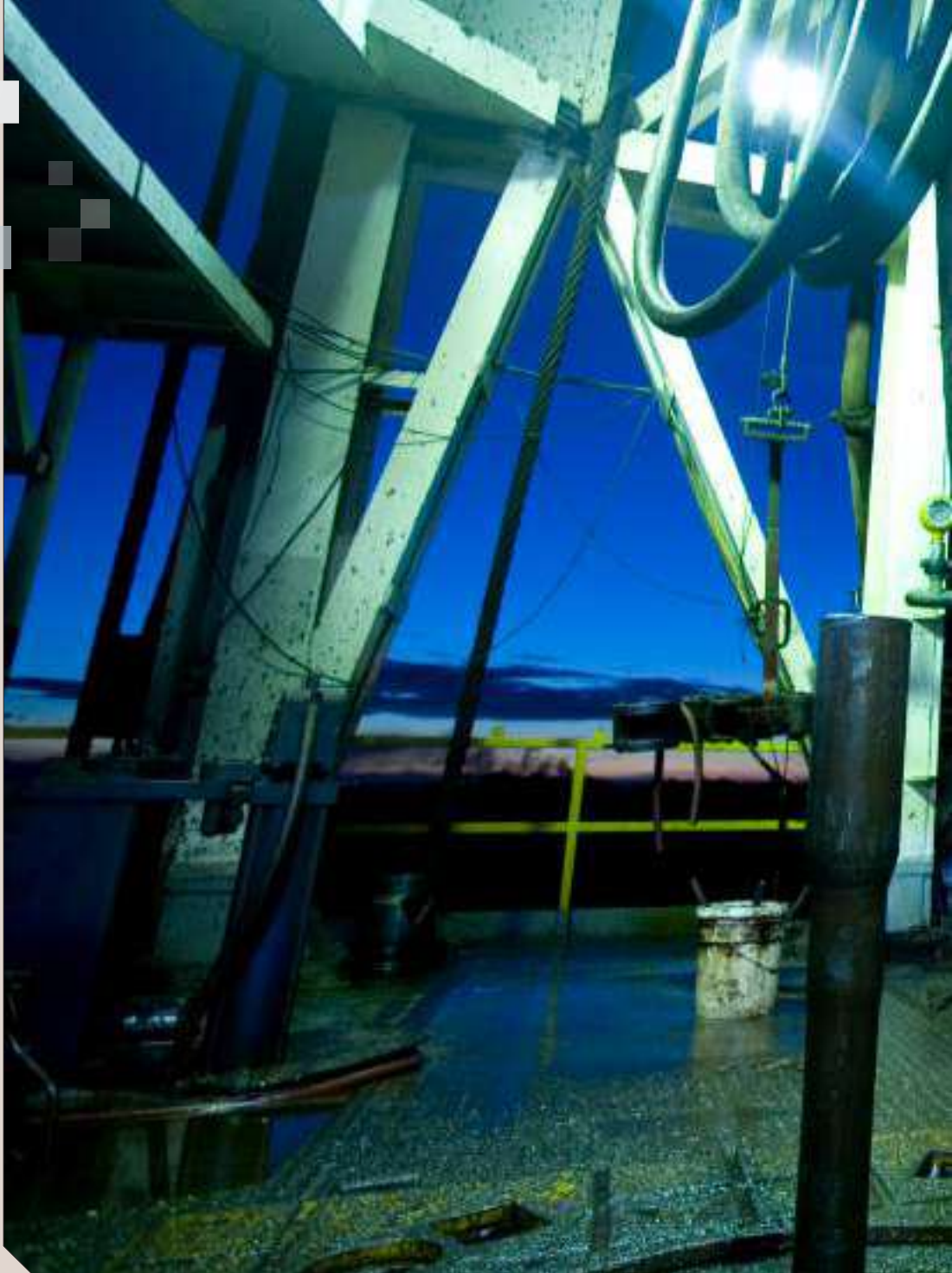
## PDVSA SERVICIOS PETROLEROS, S.A.

Filial responsable de los servicios en la construcción y mantenimiento de pozos petroleros, vinculados a las actividades de exploración y explotación de la corporación, garantizando al sector de los hidrocarburos nacional e internacional, servicios de ingeniería especializada en las áreas de operación y mantenimiento de taladros, geofísica y geodesia, registros de pozos, fluidos de perforación, cementación y estimulación, saneamiento ambiental y recuperación de residuos de crudo.

Durante el año 2010, la filial mantuvo su nivel de competencia y eficiencia en cuanto al desarrollo y puesta en marcha de proyectos estratégicos, orientándose hacia la capitalización y cristalización de los planes de crecimiento de los negocios, fortaleciendo el nuevo modelo productivo nacional, fomentando asociaciones estratégicas y empresas mixtas, desarrollando plataformas de conocimiento mutuo, enmarcados en la nuevageopolítica nacional y mundial.

Dentro de sus objetivos estratégicos se ejecutaron varias acciones:

- Incorporación de once Taladros, provenientes del proceso de nacionalización por parte del Ejecutivo Nacional.
- Incorporación al parque de taladros el PDV-19, PDV-20 y PDV-21, adquirido a través de PDVSA Industrial (convenio China-Venezuela) en el marco de la estrategia de incorporación de equipos propios, que además de los ahorros asociados, consolida la soberanía operacional, colocando en manos de PDVSA las operaciones medulares de operación y mantenimiento de taladros.
- Al cierre del año 2010, se obtuvo cifra record al presentar 233 equipos activos, de los cuales 107 taladros se encontraban en actividad de perforación,



representando un incremento de 53% con respecto al año 2009, y 66 taladros en actividad de rehabilitación de pozos, representando 65% de incremento con respecto a 2009. Asimismo, la actividad de cabilleros también se vio incrementada con 30% por encima del cierre del año 2009 (60 vs 46 equipos).

- Durante la gestión 2010 se reforzaron las acciones 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, reportándose en este sentido para el cierre de dicho año, un promedio de 197,19 Taladro Año Acti-

vo, de los cuales 196,4 fueron en el sector nacional y 0,79 en el internacional.

- Tomando como referencia el período 2009-2010, se evidenció un incremento en el número de taladros durante la gestión en cuanto a operatividad se refiere, producto de las nuevas políticas de cambios y las estrategias emprendidas por las diferentes regiones (Oriente, Occidente, y Centro Sur), con lo cual se garantiza el cumplimiento de los compromisos de producción de los negocios a nivel nacional. A continuación, se muestra el incremento en el número de equipos de 208 en el año 2009 a 270 en 2010, lo que equivale a 30% equipos adicionales. A continuación detalle:



### Taladros Operativos 2010-2009

Región	2010			2009		
	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	Total
Centro Sur	6	8	14	9	6	15
Internacional	-	3	3	-	2	2
Costa Afuera	3	-	3	2	-	2
Occidente	46	41	87	32	37	69
Oriente	133	30	163	107	13	120
<b>TOTAL</b>	<b>188</b>	<b>82</b>	<b>270</b>	<b>150</b>	<b>58</b>	<b>208</b>

### Geofísica y geodesia

Las actividades de adquisición y procesamiento de datos 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.

Los resultados obtenidos a escala nacional en el año 2010, se muestran a continuación:

- La adquisición y procesamiento de sísmica en cinco proyectos banderas dentro del negocio de Exploración, Producción, CVP Empresas Mixtas; y PDVSA Gas. Lográndose consolidar un total en sísmica 3D de 97,38 km<sup>2</sup>; en sísmica 2D de 726 km lineales. Entre los principales proyectos nacionales destacan los de Mantecal y Barracuda para Exploración, Tascabaña para PDVSA Gas y Lindero para la FPO.
- Asimismo, se han consolidado a escala internacional un total en adquisición y procesamiento de sísmica 2D de 484,9 km lineales, sísmica 3D de 1.472 km<sup>2</sup>, y de aeropotenciales de 28.926,2 km<sup>2</sup>. Entre los principales proyectos internacionales destacan los de Luquimuni en Bolivia y Yucatan en Cuba.





### **PDVSA SERVICIOS DE SALUD, S.A.**

**C**reada el 10 de octubre de 2010, tiene como objeto la prestación de servicio de salud de forma oportuna, infraestructura adecuada, eficiente y de calidad, así como la ejecución de programas sociales para satisfacer la demanda de los trabajadores(as), jubilados(as), familiares de PDVSA, filiales, empresas mixtas y comunidades.

Igualmente, será la responsable de la firma y ejecución de los convenios nacionales e internacionales en el área de la salud de PDVSA y en apoyo a las políticas del

Gobierno Nacional con el Ministerio del Poder Popular para la Salud.

A pesar de su corta actividad operativa en el año 2010, cabe destacar el logro de algunos convenios como: Trasplante Hepático, Trasplante de Médula Ósea y Programas de Implantes Cocleares con la Fundación Simón Bolívar (CITGO Petroleum) y el Hospital Italiano de Argentina, logrando atender 100 casos de forma exitosa, apoyando así el derecho a la salud y mejoramiento de la calidad de vida de niños y niñas provenientes de familias y comunidades de escasos recursos económicos.



## d. PDVSA INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN, S.A.

La filial PDVSA Ingeniería y Construcción durante el año 2010, continuó su gestión alineada principalmente al Plan Nacional Simón Bolívar con el objetivo de potenciar los negocios de los hidrocarburos de las filiales de PDVSA; de esta manera, completó acciones que le permitieron establecer la fase mínima requerida para la consolidación de su Plataforma Empresarial de Producción iniciada en el año 2009 con el objetivo de continuar con el desarrollo de los proyectos y asesorías emprendidos durante ese año, y contraer compromisos de servicios para ejecutar nuevos proyectos mayores contenidos en el Plan Siembra Petrolera, asignados y promovidos por las filiales y negocios de PDVSA.

Se firmaron contratos con 23 empresas nacionales de ingeniería para disponer de un total de 2 millones H/H; así como también cabe mencionar que, de los acuerdos de servicios identificados durante el año 2009 para ser suscritos con seis empresas de clase mundial, se aseguraron compromisos contractuales con dos de ellas para la prestación de servicios técnicos especializados por un total de 214,4 miles H/H. Se continuó con el desarrollo del programa de captación de recursos humanos, alcanzándose la incorporación de un total de 232 profesionales y técnicos.

Para la prestación de servicios de ingeniería de detalle, procura y construcción con actuación en las áreas de petróleo, gas, petroquímica y en montajes industriales, y luego de haberse constituido en el año 2009 el acuerdo consorcial con la empresa Constructora Norberto Odebrecht, S.A., durante el año 2010, se iniciaron los procesos de negociación para transitar hacia la creación de la empresa de servicios de capital mixto y la cesión a ésta de las obligaciones contractuales establecidas en el referido consorcio; en este caso, se logró alcanzar un 80% de avance relacionado con la negociación del acuerdo entre socios. De la misma manera, se progresó en las negociaciones para establecer asociaciones con las empresas S.A.A. AK Transneft de Rusia para la elaboración de la ingeniería y construcción de la infraestructura de transporte,



almacenamiento y embarque de crudo proveniente de la FPO; Saipem America, Inc. de Italia para desarrollar instalaciones y unidades para la exploración y producción Costa Afuera en Venezuela; y Petroleum Technical Services Corporation de Vietnam y China Huanqiu Contractig & Engineering Corp. de China, para la prestación de servicios de ingeniería, procura y construcción en las áreas de infraestructura e instalaciones de superficie en los campos Junín II y Junín IV, respectivamente.

En cuanto al rol de gerenciar algunos proyectos mayores de filiales y negocios de PDVSA, la Filial participó en:

- La evaluación de 44 Proyectos del Plan Siembra Petrolera mediante la instrumentación de mesas técnicas.
- El desarrollo integral de proyectos asociados con el incremento de la capacidad de producción de crudo en las empresas mixtas instaladas en la FPO, uno de los más importantes que contribuirá con el desarrollo de la Faja es el Proyecto Instalación de Facilidades de Superficie para la Producción Temprana de Petromacareo, mientras que el Proyecto Adecuación de la Estación Principal de Petrocedaño, que permitirá apalancar los planes volumétricos de esta empresa en el mediano y largo plazo.

Se avanzó en la ejecución de varios de los proyectos que apalancan la visión de conjunto del desarrollo petrolero y territorial sustentable de la FPO, específicamente en:

- El Proyecto de los Acueductos Mayores para las Áreas de Junín y Carabobo identificados por el PSO para garantizar la infraestructura de servicios necesaria para el suministro de agua para consumo humano y procesos industriales; y el tratamiento, conducción y disposición de las aguas servidas en la FPO.
- El desarrollo del Polígono Industrial y de Servicios (PIS) para fomentar redes productivas integradas a los complejos de mejoramiento de crudo de la FPO, que contribuirán a fortalecer el desarrollo industrial y el modelo productivo socialista.
- El sistema ferroviario que permitirá transportar hasta el Puerto Orinokia, ubicado en Punta Cuchillo, estado Bolívar, los sub-productos sólidos (coque y azufre) provenientes de los mejoradores a ser instalados en la FPO.

En Proyectos en los cuales PDVSA contribuye con la incorporación de Venezuela como país exportador de Gas hacia mercados estratégicos mundiales, y lo afianza como suplidor del mercado interno, PDVSA

Ingeniería y Construcción continuó con su rol de gerencia en la:

- Revisión de la ingeniería conceptual y básica del proceso del proyecto Planta de GNL, Trenes I y II.
- Aplicación de Mejores Prácticas (medición del grado de definición técnica, análisis de riesgo costo/tiempo, y análisis de constructibilidad) a los proyectos Dragón-Patao y gasoducto submarino del macroproyecto Delta Caribe Oriental del negocio de EyP Costa Afuera.
- Evaluación integral al proyecto Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).

En cuanto a los proyectos relacionados con la instalación de la infraestructura integral de recepción, manejo y despacho de combustibles líquidos que permitirá abastecer la demanda del mercado local y cumplir compromisos de exportación, PDVSA Ingeniería y Construcción inició durante el año 2010 el desarrollo de:

- La ingeniería básica e ingeniería de detalle, procura y construcción del proyecto de la Nueva Planta para la Distribución de Combustibles Líquidos en Catia La Mar con el objetivo de abastecer al estado Vargas y al aeropuerto internacional Simón Bolívar.
- La revisión y aprobación de los productos de la ingeniería básica del proyecto Planta de Distribución de Combustibles Miramar, de la empresa mixta Albanisa (Nicaragua), permitiendo cumplir oportunamente con los requerimientos técnicos y contractuales del proyecto, en cuanto a los negocios de despacho de combustible a nivel Internacional.

Con el objetivo de fomentar la optimización del uso de la electricidad en las instalaciones operacionales de PDVSA, la filial dio inicio al Proyecto de Cogeneración, estado Zulia, el cual considera la producción combinada de electricidad y vapor.





#### e. PDVSA DESARROLLOS URBANOS, S.A.

Su objeto social reviste especial importancia para el país, por su orientación hacia la atención de objetivos estratégicos en materia de vivienda y hábitat, alineados con el Proyecto Nacional Simón Bolívar, Primer Plan Socialista 2007-2013 y con los proyectos y objetivos contenidos en el Plan Siembra Petrolera PDVSA 2010-2015.

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 contribuyendo al desarrollo socioeconómico de las regiones, con una visión ecológica y humanista.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA Desarrollos Urbanos se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.



#### f. PDVSA ASFALTO, S.A.

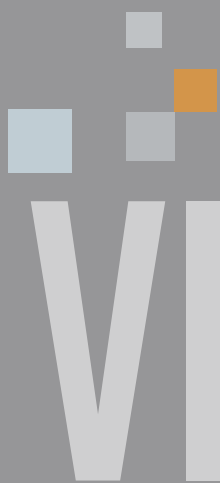
Tiene la misión de construir la infraestructura pública vial necesaria para el desarrollo socialista de la Nación, al menor costo, el menor tiempo y con la mayor calidad. Teniendo como visión ser la Empresa Socialista líder en el desarrollo de la infraestructura vial de la Nación, con referencia Nacional e Internacional por su Profesionalismo, Eficacia y Eficiencia.

Para cumplir la Misión, PDVSA Asfalto asume toda una cadena de valor, desde la explotación y procesamiento del material granular, fabricación de la mezcla asfáltica, cemento premezclado hasta la colocación final de la carpeta de rodamiento, incluyendo las obras preliminares, de arte, drenajes y puentes.

**NOTA:** Mayor información sobre PDVSA Asfalto se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2010.







# COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS



## VI. COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

### GARANTÍAS

Al 31 de diciembre de 2010, algunas filiales de PDVSA, tienen garantías para la terminación de obras relacionadas con acuerdos de deuda y financiamiento de asociaciones en proyectos. Las obligaciones de garantías que mantiene PDVSA, se muestran a continuación (en millones):

#### Obligaciones de garantías

Compañías	Dólares	Año de terminación
CITGO	6	2012
PDVSA Petróleo	47	2012





## ACUERDOS CON LA ORGANIZACIÓN DE PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO (OPEP)



La República Bolivariana de Venezuela es miembro de la OPEP, organización dedicada principalmente al establecimiento de acuerdos en busca del mantenimiento de precios estables del petróleo crudo a través de la fijación de cuotas de producción. Hasta la fecha, la reducción en la producción de petróleo crudo 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 crudo de 4,2 millones de barriles diarios, con fecha efectiva a partir del 1° de enero de 2009. Como resultado de este acuerdo, PDVSA acordó reducir su producción en 189 MBD a partir del 1° de enero de 2009.

## ARBITRAJE ANTE LA CÁMARA DE COMERCIO INTERNACIONAL (CCI)

El 25 de enero de 2008, Mobil Cerro Negro Ltd. (filial de ExxonMobil), introdujo una solicitud de arbitraje ante la Corte de Arbitraje Internacional de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en Nueva

York, Estados Unidos de América (EE.UU.), en contra de PDVSA 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 PDVSA. 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, la cual fue denegada en fecha 18 de julio de 2008.

Asimismo, Mobil Cerro Negro Ltd. solicitó ante el Juzgado del Distrito Sur de Nueva York que se dictara una orden de embargo, siendo la misma accesoria al mencionado arbitraje. El embargo solicitado afectó 300 millones de dólares depositados en las cuentas de PDVSA Cerro Negro, mantenidas 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 a PDVSA Cerro Negro de la solicitud y fue confirmada el 13 de febrero de 2008. La suma embargada continuará retenida hasta la terminación del arbitraje.

Mobil Cerro Negro Ltd. también solicitó una orden de congelamiento y entrega de información a nivel mundial que fue otorgada por la Corte Suprema de Inglaterra y Gales el 24 de enero de 2008. La orden pretendía prohibir a PDVSA la disposición de sus activos en Inglaterra y Gales y la obligaba a mantener, a nivel mundial, activos libres de gravámenes por un monto de 12.000 millones de dólares. 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. El 18 de marzo de 2008, la Corte Suprema de Inglaterra y Gales emitió posición a favor de PDVSA,

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos, producto de garantías, no han sido significativos.

Durante los años 2010 y 2009, CITGO ha garantizado deudas de filiales y afiliadas, incluyendo cartas de crédito y financiamientos para adquisición de equipo de comercialización.

PDVSA Petróleo mantiene una fianza ambiental global suscrita con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB), la cual garantiza la ejecución de medidas ambientales en concordancia con la legislación vigente.

donde rechazó la orden de congelamiento otorgada anteriormente.

Durante el año 2009, las Partes presentaron sus escritos respectivos, en los cuales esgrimieron sus argumentos. La Audiencia Final se llevó a cabo en los meses de agosto y septiembre de 2010. Asimismo, el tribunal arbitral emitió una orden procesal posterior a la audiencia, solicitando a las partes presentar nuevos escritos. Al 31 de enero de 2011, el procedimiento arbitral se encuentra vigente y las Partes esperan obtener una decisión para el año 2011.

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 EEUU, donde varias empresas norteamericanas demandaron a PDVSA y sus filiales domiciliadas en los Estados Unidos de América. 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 de los EEUU, 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 EE.UU. siendo presentado por el Gobierno de los EE.UU. en apoyo a las demandadas en agosto de 2010. Actualmente, se espera una decisión del Circuito Quinto respecto al "amicus" del Gobierno.

El 30 de julio de 2007, el Tribunal 9° Superior de lo Contencioso Tributario de la República Bolivariana de Venezuela, dictó sentencia respecto a un recur-

so 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° 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). En dicha sentencia se concluye que sólo serían susceptibles de deducción las exportaciones de petróleo y no otros productos o subproductos de los hidrocarburos; y que debe ser interpretado de manera restrictiva por cuanto involucra un beneficio fiscal (deducción). La gerencia de PDVSA y sus asesores legales han manifestado que la señalada 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 Política Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia. La provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados al 31 de diciembre de 2010 es de 673 millones de dólares, y al 31 de diciembre de 2009 es de 1.345 millones de dólares, en la cual se incluyen un conjunto de casos que responden a las deducciones previstas en el artículo N° 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.

La provisión para litigios y otros reclamos incluye, al 31 de diciembre de 2010, 68 millones de dólares, y al 31 de diciembre de 2009, 135 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 2010, y 830 millones de dólares al 31 de diciembre de 2009, por las cuales 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.

PDVSA está involucrada al 31 de diciembre de 2010, en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 763 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 2010 y 2009, por 1.458 millones de dólares y 2.094 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 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 en los resultados de sus operaciones.

## CUMPLIMIENTO CON REGULACIONES AMBIENTALES

La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en Venezuela como en el extranjero, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes. En los EEUU 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 implementación del sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA®). Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a través del cual se ejecutaron 232 millones de dólares en el año 2010, en proyectos de adecuación ambiental y otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente 380 millones de dólares para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2011 y 2015.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Este plan tiene una duración de 12 años, a

partir de su inicio en el año 2001 y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a dismantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración del ambiente y reconoció gastos en los resultados de los años 2010 y 2009, por 164 millones de dólares y 384 millones de dólares, respectivamente.

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (Environmental Protection Agency - EPA) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones bajo el Federal Clean Air Act y podría ser designada como parte potencialmente responsable (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 acciones de recuperación. CITGO se encuentra comprometida con negociaciones para establecer acuerdos con los organismos mencionados anteriormente.

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







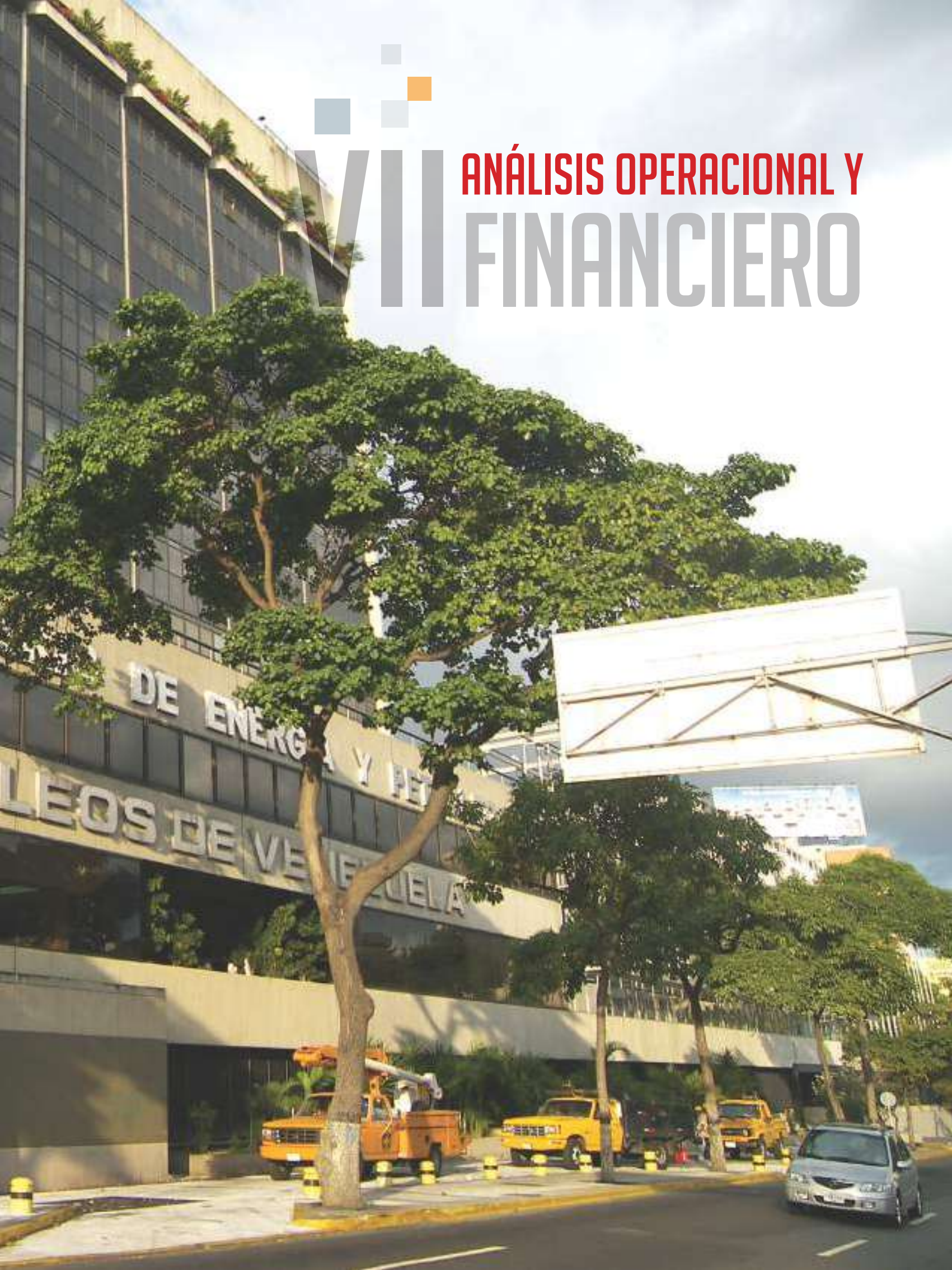
Gobierno  
Bolivariano  
de Venezuela

MINIST



PETRO





# VII ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO





## VII. ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO

### 1. RESUMEN EJECUTIVO

Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen, básicamente, del volumen de exportación de crudo y del nivel de precios de los hidrocarburos. Los factores determinantes en los resultados financieros y operacionales del año 2010 fueron los precios de exportación del petróleo crudo y sus productos, los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción, y los efectos originados por la modificación de los tipos de cambio para la compra y venta de dólares, a través del Convenio Cambiario N° 14 publicado en Gaceta Oficial N° 39.342 del 8 de enero de 2010, por lo cual se generó una disminución en las partidas cuya moneda de denominación original es el bolívar, al convertir a dólares (moneda funcional de PDVSA) estos saldos en bolívares.

Históricamente, los miembros de la OPEP, han entrado en acuerdos para reducir la producción de crudo. Estos acuerdos han permitido estabilizar los precios globales de crudo, bajando la oferta glo-

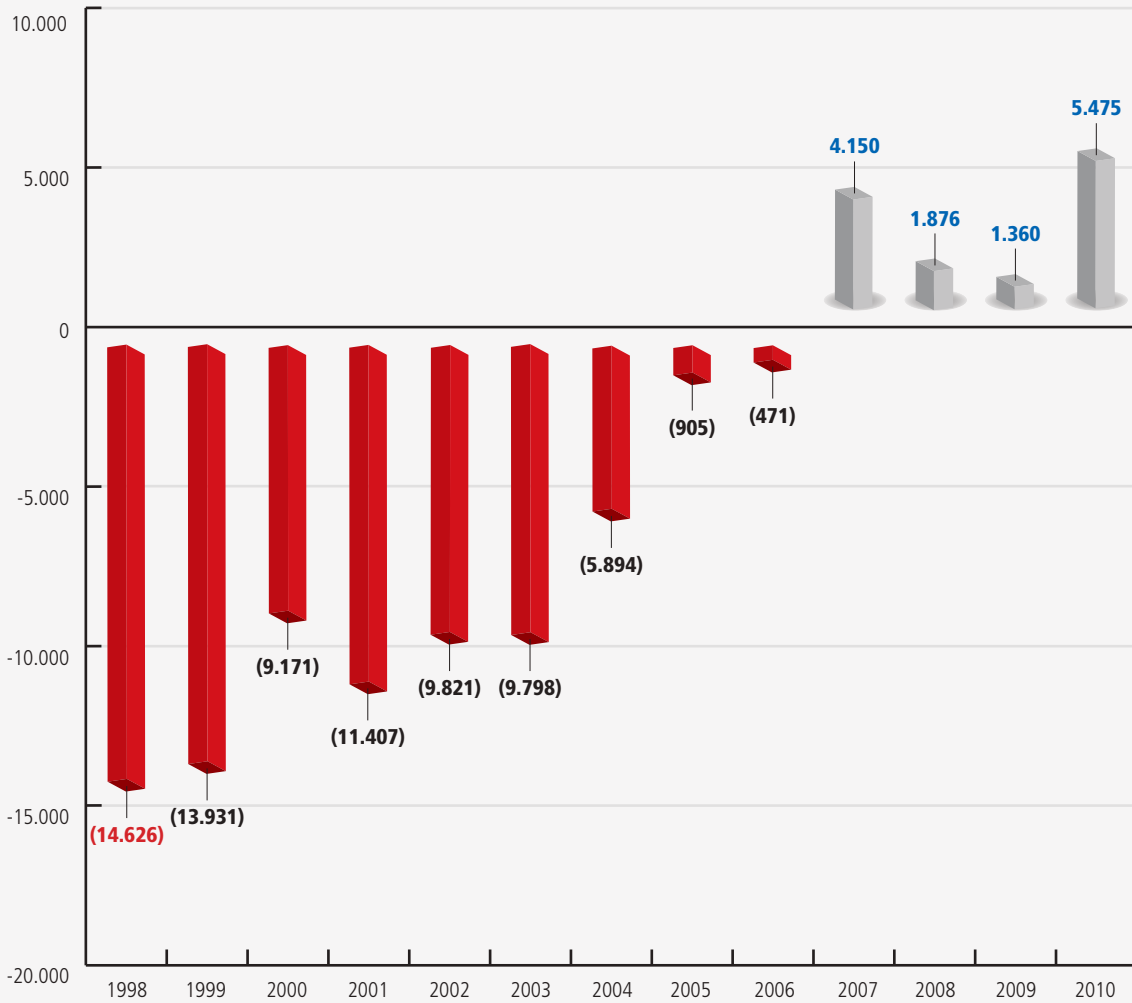
bal de producción. Desde el mes de julio del año 2005, hasta el mes de octubre del año 2006, el tope de producción asignado a la República Bolivariana de Venezuela por la OPEP era de 3.223 MBD. Entre noviembre y diciembre de 2006 se acordó en el seno de la OPEP un recorte estratégico de 1.700 MBD, y en septiembre de 2007 se acordó un incremento de 500 MBD para que la OPEP, sin incluir a las Repúblicas de Angola e Iraq, coloque en el mercado 27.253 MBD. Entre septiembre y diciembre de 2008 se acordó en reuniones extraordinarias de la OPEP una reducción de 4.200 MBD, de los cuales la cuota correspondiente para la República Bolivariana de Venezuela fue de 364 MBD, (46 MBD en fecha 10 de septiembre de 2008, 124 MBD en fecha 24 de octubre de 2008 y 189 MBD en fecha 17 de diciembre de 2008), entrando en vigencia este último recorte el 1° de enero de 2009 y manteniéndose durante el año 2010.

En cuanto a los precios del crudo, 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 el año 2010, la cesta de exportación Venezolana se ubicó en 72,18 US\$/BI, representando un aumento de 15,17 US\$/BI con respecto al precio promedio alcanzado en el año 2009, originado fundamentalmente por la recuperación del precio promedio del crudo y sus productos en el mercado internacional, incluyendo el precio promedio de exportación de la cesta venezolana.



Al cierre del ejercicio económico del año 2010, PDVSA muestra un patrimonio fortalecido con un superávit en las ganancias acumuladas de 5.475 millones de dólares, significativamente diferente a la situación de déficit que se reflejaba al cierre de 1998 por 14.626 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:

<b>Composición/Detalle del Patrimonio de PDVSA</b>													
<b>MMUS\$</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>2003</b>	<b>2002</b>	<b>2001</b>	<b>2000</b>	<b>1999</b>	<b>1998</b>
<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
<b>Ganancias Retenidas:</b>													
Reservas Legales y Otras	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>	<b>5.475</b>	<b>1.360</b>	<b>1.876</b>	<b>4.150</b>	<b>(471)</b>	<b>(905)</b>	<b>(5.894)</b>	<b>(9.798)</b>	<b>(9.821)</b>	<b>(11.407)</b>	<b>(9.171)</b>	<b>(13.931)</b>	<b>(14.626)</b>
<b>Total Ganancias Retenidas</b>	<b>21.593</b>	<b>18.985</b>	<b>16.553</b>	<b>11.102</b>	<b>8.389</b>	<b>7.920</b>	<b>2.768</b>	<b>(1.092)</b>	<b>(1.775)</b>	<b>(2.564)</b>	<b>(1.038)</b>	<b>(6.374)</b>	<b>(7.059)</b>
Aporte Adicional	5.243	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Atribuible al Accionista</b>	<b>65.930</b>	<b>65.322</b>	<b>63.475</b>	<b>53.206</b>	<b>50.716</b>	<b>47.014</b>	<b>41.862</b>	<b>38.002</b>	<b>37.319</b>	<b>36.530</b>	<b>38.056</b>	<b>32.720</b>	<b>32.035</b>
<b>Participaciones no Controladoras</b>	<b>9.384</b>	<b>9.067</b>	<b>8.038</b>	<b>2.856</b>	<b>2.387</b>	<b>81</b>	<b>67</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Patrimonio</b>	<b>75.314</b>	<b>74.389</b>	<b>71.513</b>	<b>56.062</b>	<b>53.103</b>	<b>47.095</b>	<b>41.929</b>	<b>38.002</b>	<b>37.319</b>	<b>36.530</b>	<b>38.056</b>	<b>32.720</b>	<b>32.035</b>

**Ganancias (Pérdidas) Acumuladas**


## 2. APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio 2010 se ubicó en 13.701 millones de dólares, disminuyendo en 11.009 millones de dólares; es decir 45% con respecto al año 2009, que fue de 24.710 millones de dólares, debido al efecto de la modificación del tipo de cambio al convertir a dólares los aportes efectuados en bolívares, ya que estos pasaron de 53.234 millones de bolívares en el 2009 a 58.913 millones de bolívares en el año 2010. La contribución incluye 2.087 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 9.274 millones de dólares por regalía en efectivo, 1.194 millones de dólares por impuesto de extracción, 52 millones de dólares por impuesto de registro de exportación, 94 millones de dólares por impuesto superficial y 1.000 millones de dólares por concepto de dividendos.

### a. 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 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, las cuales, son trasladables hasta por un año.

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

La Ley de Impuesto sobre la Renta también establece una alícuota general de 50% para las compañías dedicadas a la

explotación de hidrocarburos y actividades conexas. Quedan sujetas a la alícuota de 34% únicamente las empresas que realicen actividades integradas o no, de explotación 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 crudos pesados y extrapesados. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior es de 35%.

### b. REGALÍA

La regalía se paga con base en el petróleo crudo producido y el gas natural procesado en la República Bolivariana de Venezuela. Se establece una tasa de 30% sobre los volúmenes de hidrocarburos y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables a PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y las empresas mixtas incluyendo las recientemente creadas en la FPO; antiguas Asociaciones Estratégicas).

En mayo de 2006 se aprobó la Reforma Parcial a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, mediante la cual se establece que las operadoras deberán pagar al Estado regalías por 30% del valor de cada barril a boca de pozo.

Las empresas mixtas están sujetas al pago de ventajas especiales, los cuales son determinados con base en: a) una participación como regalía adicional 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 Bolivariana de Venezuela, 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 a 1% de la

utilidad antes de impuestos. Las ventajas especiales deberán pagarse antes del día 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, fundamentándose en que se medirán, mensualmente, en los campos de producción los contenidos de azufre y gravedad API de los hidrocarburos líquidos extraídos, y se reportarán conjuntamente con la producción fiscalizada; toda esta información formará parte del precio de liquidación de la regalía y se utilizará para el cálculo de cualquier ventaja especial. Esta información ocasionará ajustes por gravedad y azufre, los cuales serán publicados por el MENPET.

### c. IMPUESTO DE EXTRACCIÓN

La Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece una tasa de 33,33% del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento, calculado sobre la misma base establecida para el cálculo de la regalía. Al calcular este impuesto, el contribuyente podrá deducir lo que se hubiese pagado por regalía, inclusive la regalía adicional que esté pagando como ventaja especial.

### d. IMPUESTO DE REGISTRO DE EXPORTACIÓN

La Reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece una tasa de 0,1% sobre el valor de todos los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto del territorio nacional, calculado sobre el precio, de venta de dichos hidrocarburos. Este impuesto se comenzó a aplicar 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.



### e. IMPUESTO SUPERFICIAL

La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de un impuesto equivalente a 100 unidades tributarias (UT) por cada kilómetro cuadrado o fracción de extensión superficial otorgada que no estuviese en explotación. Este impuesto se incrementará anualmente 2% durante los primeros cinco años y, 5% en los años subsiguientes.

### f. 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%.

### g. 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. Este impuesto es pagado por el consumidor; por lo tanto se incluye como parte del precio de venta del producto, se recauda y se entera a las entidades gubernamentales sin efecto en los resultados consolidados de la Corporación.

### h. DIVIDENDOS

PDVSA es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. El ente de adscripción es el MENPET, quien ejerce la representación del Accionista, y supervisa y controla sus operaciones. De

acuerdo con sus estatutos, la Asamblea de Accionista ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA, 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 Accionista 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.



## Aportes Fiscales Pagados a la Nación

Últimos cinco años expresados en millones de dólares

Aportes Fiscales Pagados a la Nación	2010 <sup>(1)</sup>	2009 <sup>(2)</sup>	2008 <sup>(2)</sup>	2007 <sup>(2)</sup>	2006 <sup>(2)</sup>
Regalía en Efectivo	9.274	11.575	22.473	17.161	17.505
Regalía en Especie	-	3.178	2.166	-	-
Impuesto de Extracción	1.194	1.710	3.111	1.659	797
ISLR	2.087	6.022	7.955	8.334	7.594
Dividendos	1.000	2.000	2.000	2.573	1.317
Impuesto Superficial	94	158	178	-	-
Impuesto al Registro de Exportación	52	67	92	49	-
<b>Total</b>	<b>13.701</b>	<b>24.710</b>	<b>37.975</b>	<b>29.776</b>	<b>27.213</b>

(1) Pagos efectuados en bolívares convertidos a dólares al tipo de cambio oficial de 4,30 Bs/US\$

(2) 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 períodos diferentes al del pago.

### 3. RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS

PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudos y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en la República Bolivariana de Venezuela, sino también en Suramérica, el Caribe, Norteamérica, y Europa; adicionalmente, PDVSA promueve y participa 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.

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 crudo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de crudo extrapesado y mejorar la tecnología existente para lograr maximizar el retorno sobre las inversiones.

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

En relación con el negocio del gas, PDVSA continúa promoviendo, activamente, 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 GNL.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y las facilidades de producción, invertir en programas de exploración para incrementar las reservas, incrementar la disponibilidad de gas en el Occidente de 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 crudo y gas, financiar estos proyectos y ajustar tanto las prácticas operacionales como los procedimientos, para asegurar la calidad de productos a nuestros clientes. Estos objetivos deben estar acompañados con iniciativas de mejoramiento de la eficiencia y rentabilidad.

**a. RESUMEN CONSOLIDADO DE INFORMACIÓN FINANCIERA**
**Estados Consolidados de Resultados Integrales**  
*Expresados en millones de dólares estadounidenses*

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Operaciones Continuas:</b>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	92.744	70.636	122.488	93.820	96.764
En Venezuela	1.400	2.646	2.804	2.357	2.233
Ingresos por servicios y otros	785	537	207	65	255
<b>Total ingresos</b>	<b>94.929</b>	<b>73.819</b>	<b>125.499</b>	<b>96.242</b>	<b>99.252</b>
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	36.849	25.932	44.600	28.137	38.778
Gastos de operación	11.892	15.235	16.206	14.958	14.779
Gastos de exploración	147	247	375	154	100
Depreciación, agotamiento y amortización	6.037	5.751	5.210	4.018	3.640
Gastos de venta, administración y generales	3.729	4.985	4.982	2.702	2.184
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	11.218	12.884	23.371	21.981	18.435
Aporte y contribuciones para el desarrollo social	6.923	3.514	14.733	14.102	13.784
Ingresos financieros	(419)	(5.873)	(1.580)	(566)	(397)
Gastos financieros	8.810	835	1.780	1.067	1.319
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	184	139	(153)	(733)	(1.120)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	(998)	-	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	(641)	(1.432)
Otros egresos (ingresos), neto	1.988	1.192	2.547	(127)	(281)
<b>Total costos y gastos</b>	<b>87.358</b>	<b>64.841</b>	<b>111.073</b>	<b>85.052</b>	<b>89.789</b>
<b>Ganancia antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>7.571</b>	<b>8.978</b>	<b>14.426</b>	<b>11.190</b>	<b>9.463</b>
Impuesto sobre la renta	3.849	3.310	4.280	5.017	4.031
<b>Ganancia neta de operaciones continuas</b>	<b>3.722</b>	<b>5.668</b>	<b>10.146</b>	<b>6.173</b>	<b>5.432</b>
<b>Operaciones descontinuadas:</b>					
(Pérdida) ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(558)	(1.274)	(655)	100	20
<b>Ganancia neta</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>	<b>9.491</b>	<b>6.273</b>	<b>5.452</b>
<b>Otros resultados integrales:</b>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	38	104	(78)	-	-
<b>Total ganancia integral</b>	<b>3.202</b>	<b>4.498</b>	<b>9.413</b>	<b>6.273</b>	<b>5.452</b>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	2.309	2.920	7.529	5.371	4.994
Participaciones no controladoras	855	1.474	1.962	902	458
Ganancia neta	3.164	4.394	9.491	6.273	5.452
Ganancia integral atribuible a:					
Accionista de la Compañía	2.347	3.024	7.451	5.371	4.994
Participaciones no controladoras	855	1.474	1.962	902	458
Total ganancia Integral	3.202	4.498	9.413	6.273	5.452

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



**Estados Consolidados de Situación Financiera**  
Expresados en millones de dólares estadounidenses

Activo	31 de diciembre de				
	2010	2009	2008	2007	2006
Propiedades, plantas y equipos, netas	87.632	83.457	73.010	52.436	42.503
Efectivo restringido	604	1.649	1.773	1.743	1.928
Otros activos no corrientes	14.281	15.782	13.267	13.828	13.065
<b>Total activo no corriente</b>	<b>102.517</b>	<b>100.888</b>	<b>88.050</b>	<b>68.007</b>	<b>57.496</b>
Inventarios	8.938	8.502	8.678	8.470	7.003
Documentos y cuentas por cobrar	20.028	14.330	10.810	11.225	9.546
Efectivo restringido	1.678	415	347	1.555	441
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.017	6.981	4.483	3.325	2.282
Otros activos corrientes	12.587	18.485	19.564	14.312	3.761
<b>Total activo corriente</b>	<b>49.248</b>	<b>48.713</b>	<b>43.882</b>	<b>38.887</b>	<b>23.033</b>
<b>Total activo</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>	<b>106.894</b>	<b>80.529</b>
<b>Patrimonio</b>					
Patrimonio (1)	75.314	74.389	71.513	56.062	53.103
<b>Pasivo</b>					
Deuda financiera	21.346	18.941	13.780	13.634	2.262
Otros pasivos no corrientes	11.009	14.231	12.153	6.722	6.009
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>32.355</b>	<b>33.172</b>	<b>25.933</b>	<b>20.356</b>	<b>8.271</b>
Deuda financiera	3.604	2.956	1.698	2.977	652
Cuentas por pagar a proveedores	10.902	7.016	7.556	3.111	6.379
Impuesto sobre la renta por pagar	5.878	2.545	2.047	3.048	2.487
Otros pasivos corrientes	23.712	29.523	23.085	21.340	9.637
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>44.096</b>	<b>42.040</b>	<b>34.386</b>	<b>30.476</b>	<b>19.155</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>76.451</b>	<b>75.212</b>	<b>60.319</b>	<b>50.832</b>	<b>27.426</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>	<b>106.894</b>	<b>80.529</b>
<b>Relación Deuda/Patrimonio</b>					
Total deuda	24.950	21.897	15.478	16.611	2.914
Deuda/Patrimonio (2)	33%	29%	22%	30%	5%

(1) Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs. 1.280 millones.

(2) Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

## Estados Consolidados de Movimiento del Efectivo

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2010	2009	2008	2007	2006
<b>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales:</b>					
Ganancia neta	3.164	4.394	9.491	6.273	5.452
<i>Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -</i>					
Depreciación, agotamiento y amortización	6.037	5.751	5.210	4.018	3.640
Obras en progreso canceladas	864	127	5	-	-
Deterioro (reverso) del valor de los activos	271	96	369	10	(93)
Pérdida por fluctuación de la moneda extranjera	1.438	-	-	-	-
Pérdida en pago de obligaciones	1.628	-	-	-	-
Costo de obligaciones por retiro de activos	121	116	69	53	195
Beneficio de Impuesto diferido	(3.062)	(2.494)	(3.082)	(1.587)	(724)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-retiro	1.999	2.756	3.806	2.899	1.455
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	-	(3.807)	-	-	-
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	184	139	(153)	(733)	(1.120)
Pérdida de operaciones descontinuadas	558	1.274	655	-	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	(641)	(1.432)
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	(998)	-	-
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	(50)	(8)	(8)	(666)	-
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y créditos fiscales por recuperar	141	467	516	446	822
(Disminución) aumento en la estimación para cuentas de cobro dudoso	(205)	258	243	43	(12)
Aumento de la estimación para inventarios obsoletos y valor neto de realización	116	81	1.540	14	-
Aumento en las provisiones	438	437	1.783	2.926	2.120
<i>Cambios en activos operacionales -</i>					
Documentos y cuentas por cobrar	(7.769)	(2.731)	(2.096)	(1.703)	(3.956)
Inventarios	(1.465)	(157)	(1.172)	(1.650)	(1.562)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	450	(1.670)	(1.170)	(5.690)	(2.212)
Créditos fiscales por recuperar	(1.109)	(1.271)	(1.450)	(1.340)	(313)
<i>Cambios en pasivos operacionales -</i>					
Cuentas por pagar a proveedores	6.486	(540)	4.345	(3.248)	1.659
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	2.684	5.897	(52)	7.628	1.265
Provisiones	577	(190)	(95)	(1.237)	(529)
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	(853)	(1.030)	(1.051)	(2.006)	(611)
<b>Efectivo neto provisto por las actividades operacionales</b>	<b>12.643</b>	<b>7.895</b>	<b>16.705</b>	<b>3.809</b>	<b>4.044</b>
<b>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión:</b>					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(12.858)	(15.333)	(18.413)	(12.852)	(7.193)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(454)	(14)	(315)	-	-
(Aumento) disminución del efectivo restringido	(255)	56	1.178	(929)	2.534
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	1.599	-	-
Venta de inversión en afiliadas	-	-	31	756	1.774
Incorporación de nuevas afiliadas	-	(6)	(73)	-	(202)
Aportes adicionales a afiliadas	(128)	(138)	-	-	-
Dividendos recibidos de afiliadas	16	59	369	635	1.236
Adquisición de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	-	(1.087)	-
Otras variaciones en activos	22	63	(223)	290	103
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>	<b>(13.657)</b>	<b>(15.313)</b>	<b>(15.847)</b>	<b>(13.187)</b>	<b>(1.748)</b>
<b>Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:</b>					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	6.681	11.754	3.938	15.527	-
Pagos de la deuda financiera	(3.314)	(1.393)	(5.710)	(2.069)	(497)
Fondos recibidos del Accionista	-	2.000	5.000	-	-
Dividendos pagados al Accionista	(1.000)	(2.000)	(2.000)	(2.658)	(1.317)
Aporte adicional de las participaciones no controladoras	-	503	25	-	-
Anticipos de dividendos a las participaciones no controladoras	(318)	(421)	(344)	-	-
Dividendos pagados a las participaciones no controladoras	(485)	(527)	(609)	(379)	-
<b>Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de financiamiento</b>	<b>1.564</b>	<b>9.916</b>	<b>300</b>	<b>10.421</b>	<b>(1.814)</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 neto en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>(964)</b>	<b>2.498</b>	<b>1.158</b>	<b>1.043</b>	<b>482</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	6.981	4.483	3.325	2.282	1.800
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>6.017</b>	<b>6.981</b>	<b>4.483</b>	<b>3.325</b>	<b>2.282</b>

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

## Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores Año 2010

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	Año terminado el 31 de diciembre de 2010				Año terminado el 31 de diciembre de 2009
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
<b>Operaciones continuas:</b>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	65.721	43.732	(16.709)	92.744	70.636
En Venezuela	1.400	7.131	(7.131)	1.400	2.646
Ingresos por servicios y otros	136	649	-	785	537
<b>Total ingresos</b>	<b>67.257</b>	<b>51.512</b>	<b>(23.840)</b>	<b>94.929</b>	<b>73.819</b>
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas					
Gastos de operación	8.777	3.189	(74)	11.892	15.235
Gastos de exploración	147	-	-	147	247
Depreciación, agotamiento y amortización	5.520	517	-	6.037	5.751
Gastos de ventas, administración y generales	2.977	629	123	3.729	4.985
Regalías, impuestos de extracción y otros impuestos	11.218	-	-	11.218	12.884
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	6.918	5	-	6.923	3.514
Ingresos financieros	(419)	-	-	(419)	(5.873)
Gastos financieros	8.602	208	-	8.810	835
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	11	173	-	184	139
Otros egresos, neto	1.047	336	605	1.988	1.192
<b>Total costos y gastos</b>	<b>58.138</b>	<b>52.240</b>	<b>(23.020)</b>	<b>87.358</b>	<b>64.841</b>
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>9.119</b>	<b>(728)</b>	<b>(820)</b>	<b>7.571</b>	<b>8.978</b>
Impuesto sobre la renta	3.725	171	(47)	3.849	3.310
<b>Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas</b>	<b>5.394</b>	<b>(899)</b>	<b>(773)</b>	<b>3.722</b>	<b>5.668</b>
<b>Operaciones descontinuadas:</b>					
Pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(558)	-	-	(558)	(1.274)
<b>Ganancia neta</b>	<b>4.836</b>	<b>(899)</b>	<b>(773)</b>	<b>3.164</b>	<b>4.394</b>
<b>Otros resultados integrales:</b>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	38	-	38	104
<b>Total ganancia integral</b>	<b>4.836</b>	<b>(861)</b>	<b>(773)</b>	<b>3.202</b>	<b>4.498</b>

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



**Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores Año 2009**
*Expresados en millones de dólares estadounidenses*

	Año terminado el 31 de diciembre de 2009				Año terminado el 31 de diciembre de 2008
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
<b>Operaciones continuas:</b>					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	53.292	36.473	(19.129)	70.636	122.488
En Venezuela	2.646	6.666	(6.666)	2.646	2.804
Ingresos por servicios y otros	94	443	-	537	207
<b>Total ingresos</b>	<b>56.032</b>	<b>43.582</b>	<b>(25.795)</b>	<b>73.819</b>	<b>125.499</b>
Compras de petróleo crudo y sus productos, netas	11.279	40.249	(25.596)	25.932	44.600
Gastos de operación	12.721	2.533	(19)	15.235	16.206
Gastos de exploración	247	-	-	247	375
Depreciación, agotamiento y amortización	5.184	567	-	5.751	5.210
Gastos de venta, administración y generales	4.405	580	-	4.985	4.982
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	12.884	-	-	12.884	23.371
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	3.514	-	-	3.514	14.733
Ingresos financieros	(5.802)	(71)	-	(5.873)	(1.580)
Gastos financieros	775	60	-	835	1.780
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(51)	190	-	139	(153)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(998)
Otros egresos neto	1.115	58	19	1.192	2.547
<b>Total costos y gastos</b>	<b>46.271</b>	<b>44.166</b>	<b>(25.596)</b>	<b>64.841</b>	<b>111.073</b>
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto sobre la renta</b>	<b>9.761</b>	<b>(584)</b>	<b>(199)</b>	<b>8.978</b>	<b>14.426</b>
Impuesto sobre la renta	3.425	(152)	37	3.310	4.280
<b>Ganancia (pérdida) neta de operaciones continuas</b>	<b>6.336</b>	<b>(432)</b>	<b>(236)</b>	<b>5.668</b>	<b>10.146</b>
<b>Operaciones descontinuadas:</b>					
Pérdida de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(1.273)	(1)	-	(1.274)	(655)
<b>Ganancia neta</b>	<b>5.063</b>	<b>(433)</b>	<b>(236)</b>	<b>4.394</b>	<b>9.491</b>
<b>Otros resultados integrales:</b>					
Diferencias en conversión de operaciones extranjeras	-	104	-	104	(78)
<b>Total ganancia integral</b>	<b>5.063</b>	<b>(329)</b>	<b>(236)</b>	<b>4.498</b>	<b>9.413</b>

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

**Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores Año 2010**  
Expresados en millones de dólares estadounidenses

	31 de diciembre de 2010				31 de diciembre de 2009
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
<b>Activo</b>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	80.825	6.807	-	87.632	83.457
Efectivo restringido	587	17	-	604	1.649
Otros activos no corrientes	17.472	2.284	(5.475)	14.281	15.782
<b>Total activo no corriente</b>	<b>98.884</b>	<b>9.108</b>	<b>(5.475)</b>	<b>102.517</b>	<b>100.888</b>
<b>Activo Corriente</b>					
Inventarios	6.068	3.405	(535)	8.938	8.502
Documentos y cuentas por cobrar	19.437	2.766	(2.175)	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	13.680	6.869	(7.962)	12.587	18.485
<b>Total activo corriente</b>	<b>45.037</b>	<b>14.883</b>	<b>(10.672)</b>	<b>49.248</b>	<b>48.713</b>
<b>Total activo</b>	<b>143.921</b>	<b>23.991</b>	<b>(16.147)</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>
<b>Patrimonio</b>					
Patrimonio	67.699	5.137	2.478	75.314	74.389
<b>Pasivo</b>					
<b>Pasivo no corriente</b>					
Deuda financiera	19.505	1.841	-	21.346	18.941
Otros pasivos no corrientes	12.830	5.173	(6.994)	11.009	14.231
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>32.335</b>	<b>7.014</b>	<b>(6.994)</b>	<b>32.355</b>	<b>33.172</b>
<b>Pasivo corriente</b>					
Deuda financiera	3.487	117	-	3.604	2.956
Cuentas por pagar a proveedores	7.882	3.687	(667)	10.902	7.016
Impuesto sobre la renta por pagar	5.814	61	3	5.878	2.545
Otros pasivos corrientes	26.704	7.975	(10.967)	23.712	29.523
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>43.887</b>	<b>11.840</b>	<b>(11.631)</b>	<b>44.096</b>	<b>42.040</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>76.222</b>	<b>18.854</b>	<b>(18.625)</b>	<b>76.451</b>	<b>75.212</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>143.921</b>	<b>23.991</b>	<b>(16.147)</b>	<b>151.765</b>	<b>149.601</b>

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

## Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores Año 2009

Expresados en millones de dólares estadounidenses

	31 de diciembre de 2009			Total Consolidado	31 de diciembre de 2008
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)		
<b>Activo</b>					
Propiedades, plantas y equipos, neto	77.310	6.147	-	83.457	73.010
Efectivo restringido	1.323	25	301	1.649	1.773
Otros activos no corrientes	19.750	1.993	(5.961)	15.782	13.267
<b>Total activo no corriente</b>	<b>98.383</b>	<b>8.165</b>	<b>(5.660)</b>	<b>100.888</b>	<b>88.050</b>
<b>Activo Corriente</b>					
Inventarios	5.382	3.550	(430)	8.502	8.678
Documentos y cuentas por cobrar	13.432	4.375	(3.477)	14.330	10.810
Efectivo restringido	716	-	(301)	415	347
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.944	2.037	-	6.981	4.483
Otros activos corrientes	17.392	4.007	(2.914)	18.585	19.464
<b>Total activo corriente</b>	<b>41.866</b>	<b>13.969</b>	<b>(7.122)</b>	<b>48.713</b>	<b>43.782</b>
<b>Total activo</b>	<b>140.249</b>	<b>22.134</b>	<b>(12.782)</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>
<b>Patrimonio</b>					
Patrimonio	66.646	5.681	2.062	74.389	71.513
<b>Pasivo</b>					
<b>Pasivo no corriente</b>					
Deuda financiera	16.898	2.043	-	18.941	13.780
Otros pasivos no corrientes	12.570	8.200	(6.539)	14.231	12.153
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>29.468</b>	<b>10.243</b>	<b>(6.539)</b>	<b>33.172</b>	<b>25.933</b>
<b>Pasivo corriente</b>					
Deuda financiera	2.303	653	-	2.956	1.698
Cuentas por pagar a proveedores	7.579	3.617	(4.180)	7.016	7.556
Impuesto sobre la renta por pagar	2.485	60	-	2.545	2.047
Otros pasivos corrientes	31.768	1.880	(4.125)	29.523	23.085
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>44.135</b>	<b>6.210</b>	<b>(8.305)</b>	<b>42.040</b>	<b>34.386</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>73.603</b>	<b>16.453</b>	<b>(14.844)</b>	<b>75.212</b>	<b>60.319</b>
<b>Total patrimonio y pasivo</b>	<b>140.249</b>	<b>22.134</b>	<b>(12.782)</b>	<b>149.601</b>	<b>131.832</b>

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas. Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010, con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.



## b. PRODUCCIÓN

### PRODUCCIÓN CRUDO

La producción total promedio para el año 2010 fue de 2.975 MBD a nivel Nacional, lo cual representa una disminución de 37 MBD con respecto a la producción promedio de 3.012 MBD mantenida durante el año 2009

### PRODUCCIÓN DE LGN

La producción promedio del año 2010 de los LGN, fue de 147 MBD, 11 MBD por debajo de la producción promedio de 2009, que fue de 158 MBD.

### EXPORTACIONES

Durante el año 2010, las exportaciones de crudos y productos alcanzaron 2.415 MBD, lo que representa una disminución de 267 MBD con respecto al año 2009, en el que se exportaron 2.682 MBD, como consecuencia, principalmente, de la leve disminución en la producción y el incremento experimentado en el consumo de combustible del mercado interno.

### PRECIOS

Durante el año 2010, el precio promedio de exportación de la cesta venezolana experimentó un aumento de 15,17 US\$/BI, al pasar de 57,01 US\$/BI en 2009 a 72,18 US\$/BI en el año 2010.

### INGRESOS OPERACIONALES

Durante el año 2010, los ingresos operacionales fueron 94.929 millones de dólares, reflejando un aumento de 21.110 millones de dólares (29%) en relación con los ingresos del año 2009, que fueron de 73.819 millones de dólares, originado fundamentalmente por la recuperación del precio de venta promedio del crudo y sus productos en el mercado internacional, incluyendo el precio promedio de exportación de la cesta venezolana, el cual se incrementó en 28%.

### VENTAS MERCADO LOCAL

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela se redujeron en 1.246 millones de dólares (47%), pasando de 2.646 millones de dólares en diciembre de 2009 a 1.400 millones de dólares en diciembre de 2010, originado básicamente por el efecto de la modificación del tipo de cambio reflejado en un monto menor de ventas en dólares, al mantener los mismos precios de venta en bolívares a un tipo de cambio mayor al presentado durante el año 2009. Estos efectos se vieron atenuados por el incremento del consumo de combustibles en el sector nacional y su correspondiente reflejo en las ventas.

### INGRESOS POR SERVICIOS Y OTROS

Los ingresos por servicios y otros se incrementaron en 248 millones de dólares (46%) pasando de 537 millones de dólares a 785 millones de dólares. La variación es originada en su totalidad 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 es originado fundamentalmente por una mayor demanda de los entes venezolanos de distribución de alimentos, junto con una recuperación en la actividad agropecuaria en Nicaragua.

## c. COSTOS Y GASTOS

### COMPRAS DE CRUDO Y PRODUCTOS, NETAS DE VARIACIÓN DE INVENTARIOS

Las compras de petróleo crudo y sus productos presentaron un aumento de 42% (10.917 millones de dólares), pasando de 25.932 millones de dólares en el año 2009 a 36.849 millones de dólares en el año 2010. Esta variación es originada principalmente en CITGO, filial de PDV Holding, cuyo aumento en las compras fue de 5.493 millones de dólares y se debe al incremento en

los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional.

### GASTOS DE OPERACIÓN

Los gastos de operación para 2010 cerraron con un saldo de 11.633 millones de dólares, mientras que para el año 2009 se ubicó en 15.097 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 3.464 millones de dólares (23%). En cuanto a los costos del sector nacional, los mismos se redujeron en 3.944 millones de dólares (31%) pasando de 12.721 millones de dólares en el año 2009 a 8.777 millones de dólares en el año 2010. Esta variación se debe principalmente a la disminución de los costos por servicios contratados en 1.682 millones de dólares (33%), y costos de beneficio y bienestar en 2.020 millones de dólares (74%), producto de un efecto neto entre el incremento de estos gastos en bolívares por la firma del nuevo contrato colectivo, y una disminución por la modificación del tipo de cambio, utilizado al convertir a dólares estos gastos originados en bolívares a un tipo de cambio mayor al utilizado en el año 2009.

### GASTOS DE EXPLORACIÓN

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los gastos de exploración, conformados principalmente por los gastos de geofísica, presentaron un saldo de 147 millones de dólares y 247 millones de dólares, respectivamente, experimentando una disminución de 100 millones de dólares (40%) con respecto al periodo anterior, esta disminución se debe principalmente a la modificación del tipo de cambio, utilizado al convertir a dólares estos gastos originados en bolívares a un tipo de cambio mayor al utilizado en el año 2009.

### GASTO DE DEPRECIACIÓN, AGOTAMIENTO Y AMORTIZACIÓN

El gasto de depreciación, agotamiento y amortización para el año 2010 se ubicó en 6.037 millones de dólares, 286 millones de dólares (5%) por encima al gasto del año 2009 el cual fue de 5.751 millo-

nes de dólares, el cual corresponde básicamente, a la ejecución del plan de inversiones de PDVSA, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera.

### (INGRESOS) GASTOS FINANCIEROS

La disminución de los ingresos financieros por 5.454 millones de dólares (93%), es originada fundamentalmente por no existir operaciones de financiamiento durante el año 2010, con las mismas características que se tenían durante el año 2009, las cuales generaron ingresos para ese período por aproximadamente 4.000 millones de dólares.

Por otra parte, el incremento de 7.975 millones de dólares en los gastos financieros es originado, principalmente, por las siguientes causas:

- Una pérdida de 4.048 millones de dólares 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°14 (el tipo de cambio promedio de las ventas de divisas al BCV del año 2010 fue de 3,62 Bs/US\$);
- Pérdida en cambio por 1.438 millones producto del cambio de tasa aplicado por PDVSA para la preparación y presentación de sus estados financieros de 2,15 Bs/US\$ a 4,30 Bs/US\$ por los períodos terminados al 31 diciembre 2009 y 2010 respectivamente. Por tanto todas las partidas de activos y pasivos denominadas en bolívares se ven afectadas por la modificación del tipo de cambio al ser convertidas a dólares a una nueva tasa.
- La pérdida de 1.628 millones de dólares obtenida por el pago de los pagarés con el BCV a través de bonos denominados en dólares, y;
- El aumento de los gastos de financia-

miento en 545 millones de dólares, originado por las nuevas operaciones de endeudamiento realizadas durante los años 2009 y 2010.

### OTROS EGRESOS, NETO

Para el año 2010, los otros egresos se ubicaron en 1.988 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 796 millones de dólares (67%), con respecto al período anterior, debido principalmente por el incremento de las obras en progreso canceladas llevadas a gasto en 737 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 2010, se ubicó en 184 millones de dólares de pérdida, lo que representó una disminución de 45 millones de dólares con respecto al año 2009 de 139 millones de dólares de ganancia debido, principalmente, a una disminución de la ganancia neta en la Refinería Chalmette, Merer Swenny, Hovensa y en la empresa Petrojam Limited, afiliada de PDVSA América, producto de la situación de márgenes negativos en el mercado internacional de refinación.

### APORTES Y CONTRIBUCIONES PARA EL DESARROLLO SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2010 el gasto social se ubicó en 6.923 millones de dólares, reflejando un aumento de 3.409 millones de dólares (97%) en comparación al período terminado el 31 de diciembre de 2009 donde los aportes y contribuciones para el desarrollo social ascendían a 3.514 millones de dólares (ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2010).

### d. ACTIVO

Al 31 de diciembre de 2010, los activos totales alcanzaron un saldo de 151.765 millones de dólares, lo que representa un incremento de 2.164 millones de dólares (1%) con respecto al año 2009, fecha que se ubicaban en 149.601 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

#### PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS, NETO

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 4.175 millones de dólares (5%) principalmente, en el sector nacional, debido a la ejecución de programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, para mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el plan de negocios de PDVSA.

### e. PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2010, el patrimonio presentó un saldo de 75.314 millones de dólares, mostrando un incremento de 925 millones de dólares (1%) con respecto al 31 de diciembre de 2009 que presentó un saldo de 74.389 millones de dólares. Este incremento se produjo como resultado del efecto neto entre la ganancia del ejercicio, los dividendos decretados y las transacciones realizadas con los inversionistas no controladores durante el año.

Adicionalmente, en el año 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 Accio-

nista celebradas el 2 de agosto de 2010, se decidió 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.

## f. PASIVO

Al 31 de diciembre de 2010, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 76.451 millones de dólares, lo que representa un aumento de 1.239 millones de dólares (2%) con respecto al año 2009, fecha en que se ubicaban en 75.212 millones de dólares. Las variaciones se originan en el sector nacional debido, principalmente, a los siguientes rubros:

### OTROS PASIVOS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

Los otros pasivos corrientes y no corrientes presentaron una disminución de 9.033 millones de dólares (21%) al pasar de 43.754 millones de dólares en el año 2009 a 34.721 millones de dólares en el año 2010, a continuación se mencionan las causas principales:

**Anticipo recibidos de clientes:** Durante el año 2010 se recibieron nuevos anticipos por acuerdos con clientes de 1.201 millones de dólares correspondientes al cumplimiento de los despachos de crudo y productos durante el año 2009.

**Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas:** La disminución de 2.040 millones de dólares, es originada principalmente por un efecto neto entre la compensación de las cuentas por pagar al Estado de 3.777 millones de dólares que se mantenía al año 2009, con los saldos por cobrar a Cuba y entidades agroalimentarias venezolanas, así como con los aportes para el desarrollo social efectuados con los recursos del fondo independencia; el incremento del pa-

sivo con el fondo de los trabajadores por 922 millones de dólares; y la disminución de 968 millones de dólares producto de la variación en el tipo de cambio de la deuda que se mantiene por la transferencia de activos a las empresas conformadas por el proyecto Magna Reserva, los cuales se presentan como pasivos con el Estado.

**Acumulaciones por pagar contratistas:** Al 31 de diciembre de 2010, la acumulación contratistas presentó una disminución de 1.879 millones de dólares, la cual es originada principalmente por el efecto de la modificación del tipo de cambio sobre las acumulaciones de proveedores en bolívares, y a la salida del sector agroalimentario durante el año 2010, por los cuales incluían acumulaciones de 762 millones de dólares al año 2009.

**Cuentas por Pagar por Adquisición de Filiales y por Incorporación de Activos:** La disminución de 1.096 millones de dólares presentada en estas cuentas es originada principalmente por el efecto de la modificación del tipo de cambio, ya que la mayor parte de estas deudas se encuentran denominadas en bolívares.

**Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro:** Al 31 de diciembre de 2010 presentaron una disminución de 2.228 millones de dólares, con respecto al año 2009. Esta variación está representada principalmente por la disminución de 1.876 millones de dólares que se registró en PDVSA Petróleo producto de la modificación del tipo de cambio. Tanto en las filiales venezolanas como en las del exterior, existen planes de jubilación y de otros beneficios que cubren a los trabajadores y ex-trabajadores elegibles. Estos planes, entre otras condiciones, se basan en el tiempo de servicio, la edad y, el salario.

El financiamiento del plan de pensión para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, administrado bajo la figura de capitalización individual. Este plan establece aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por parte de la compañía.

En caso de ser necesario, la compañía hará aportes adicionales para garantizar el pago del monto de beneficio de pensión según el plan definido por contrato.

## g. 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 préstamos, para cubrir sus necesidades de liquidez y fondos necesarios para los desembolsos de capital.

### FLUJO DE CAJA POR LAS ACTIVIDADES OPERACIONALES

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2010, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 12.643 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 3.164 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 9.479 millones de dólares.

### FLUJO DE CAJA USADO PARA LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2010, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 13.657 millones de dólares, destinados principalmente a las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos.



## FLUJO DE CAJA PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2010, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 1.564 millones de dólares, originados fundamentalmente por el efecto neto, entre el efectivo recibido por la emisión de deuda financiera por 6.681 millones de dólares, y disminuciones por pagos de dicha deuda financiera consolidada, por 3.314 millones de dólares.

## h. 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 han sido aplicadas consistentemente por sus filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

## i. PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES ADOPTADOS RECIENTEMENTE

Durante el año 2010 entraron en vigencia nuevas normas e interpretaciones. La más importante para PDVSA fue la CINIIF 17 Distribuciones de Activos a los Propietarios Distintas a Efectivo, la cual ha sido aplicada de forma prospectiva en la contabilización de las distribuciones de activos no monetarios al Accionista. Como consecuencia de la aplicación de esta nueva política, PDVSA mide el pasivo para distribuir activos no monetarios como dividendos al Accionista, al valor razonable de los acti-

vos netos a distribuir, y la diferencia entre este importe y el valor en libros de los activos distribuidos es reconocida en los resultados integrales del ejercicio cuando se liquida el dividendo a pagar.

## j. NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES AÚN NO ADOPTADOS

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales son efectivas para los períodos anuales que comienzan después del 1 de enero de 2010, y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Ninguna de estas normas se espera que tenga un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados de PDVSA, excepto la NIC 24 Información a Revelar sobre Partes Relacionadas, NIC 12 Impuesto a las Ganancias y NIIF 9 Instrumentos Financieros, las cuales entrarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1º de enero de 2011, 2012 y 2013, respectivamente. 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.

## k. 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 crudo y sus productos. Estos precios son cíclicos y tienden a ser inestables, por lo que el riesgo primario de este negocio es la volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus productos.

PDVSA monitorea constantemente las condiciones de mercado para asegurar la colocación de su producción de petróleo crudo y sus productos de la manera más óptima posible. Adicionalmente, la República Bolivariana de Venezuela es miembro de la Or-

ganización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a través de la cual se suscriben acuerdos en la búsqueda de precios estables para el petróleo crudo y sus productos.

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

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

El riesgo político es un tema que debe ser aceptado y manejado una vez que el negocio ha comprometido inversiones en ciertos países. Sin embargo, PDVSA es suficientemente sólida en producción, refinación y sistema de distribución y ventas, lo cual le garantiza flexibilidad operacional para reaccionar ante circunstancias en recortes o incrementos en la producción si llegase a ocurrir algún evento. Adicionalmente, PDVSA reduce el riesgo político y comercial diversificando su portafolio de clientes e invirtiendo su capacidad de refinación en nuevos mercados. Sobre este aspecto, PDVSA está evaluando oportunidades de negocios en Asia, 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. Por este motivo, PDVSA es parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional.

La producción de fuel oil con bajo contenido de azufre, lubricantes de alta calidad y asfalto es una tendencia para el futuro. 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 en la medida que ocurran.

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

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 y, periódicamente, se evalúa su condición financiera. 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 evaluadas como de bajo riesgo.

El enfoque de PDVSA para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de PDVSA. Como política fundamental, PDVSA se asegurará de contar con suficientes fondos para cumplir sus compromisos de pago, incluyendo el pago de obligaciones financieras; lo cual excluye el posible impacto de circunstancias extremas que no pueden predecirse razonablemente, como los desastres naturales.

Además, PDVSA mantiene facilidades de crédito, que también están disponibles para cubrir necesidades de fondos.

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

## VIII GLOSARIO DE TÉRMINOS

<b>PDVSA</b>	Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales
<b>PDVSA Petróleo</b>	PDVSA Petróleo, S.A.
<b>CVP</b>	Corporación Venezolana del 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>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 Bielovenzolana</b>	Petrolera Bielovenzolana, S.A.
<b>Petrolera Indovenzolana</b>	Petrolera Indovenzolana, S.A.
<b>Petrozumano</b>	Petrozumano, S.A.
<b>Petrozuata</b>	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.
<b>Sincor</b>	Sincrudos de Oriente, S.A.
<b>Cerro Negro</b>	Petrolera Cerro Negro, S.A.
<b>Hamaca</b>	Petrolera Hamaca, C.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

## IX NOMENCLATURA

<b>°API</b>	Gravedad API
<b>Bs./Lt</b>	Bolívares por litro
<b>Bls</b>	Barriles
<b>BD</b>	Barriles diarios
<b>BNPD</b>	Barriles netos por día
<b>BPC</b>	Billones de pies cúbicos
<b>Bpce</b>	Barriles equivalentes de crudo
<b>Bpced</b>	Barriles equivalentes de crudo 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/\$</b>	Bolívares por dólar estadounidense
<b>Dólares</b>	Dólares estadounidenses
<b>EE/SS</b>	Estaciones de Servicio
<b>EPA</b>	Environmental Protection Agency
<b>FEED</b>	Front-End Engineering Desing (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 barril equivalente el factor de conversión es de 5,8 PC/BI
<b>MMBIs</b>	Millones de barriles
<b>MMMBIs</b>	Miles de millones de barriles
<b>MMBsF</b>	Millones de bolívares fuertes

<b>MBPCE</b>	Miles de barriles de crudo equivalentes
<b>MMBpce</b>	Millones de barriles de crudo equivalentes
<b>MBpced</b>	Miles de barriles equivalentes de crudo diarios
<b>MMBpced</b>	Millones de barriles equivalentes de crudo diarios
<b>MMLts</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/BIs</b>	Millones de pies cúbicos por barriles
<b>MBtu</b>	Miles de unidades térmicas británicas
<b>MBHP</b>	Mil Break HorsePower
<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>MMUS\$</b>	Millones de dólares estadounidenses
<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\$/B</b>	Dólares estadounidenses por barril
<b>US\$/L</b>	Dólares estadounidenses por litro
<b>UT</b>	Unidades tributarias
<b>Kg</b>	Kilos
<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>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>Wh</b>	Watts hora
<b>Ra/Rc</b>	Reacondicionamiento/Recompletación
<b>2D</b>	Bidimensional
<b>3D</b>	Tridimensional

