



INFORME DE GESTIÓN ANUAL



LA NUEVA **PDVSA** CON VISIÓN NACIONAL, POPULAR Y REVOLUCIONARIA



INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2009 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, C.A.

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, septiembre de 2010

www.pdvsa.com

Contenido

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

I. VISIÓN GENERAL DEL NEGOCIO	18
--------------------------------------	----

1 Historia y Desarrollo	18
---------------------------------	----

2 Fortalezas que soportan la Industria Petrolera	21
--	----

3 Descripción del Negocio	23
-----------------------------------	----

a. <i>Actividades</i>	24
-----------------------	----

b. <i>Desarrollo Social</i>	25
-----------------------------	----

c. <i>Convenios de Cooperación Energética</i>	26
---	----

d. <i>Nuevos Negocios</i>	26
---------------------------	----

4 Estructura Organizacional	28
-------------------------------------	----

5 Descripción de las Principales Filiales	30
---	----

a. <i>PDVSA Petróleo, S.A.</i>	30
--------------------------------	----

b. <i>Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)</i>	31
---	----

c. <i>PDVSA Gas, S.A.</i>	31
---------------------------	----

d. <i>PDV Marina, S.A.</i>	31
----------------------------	----

e. <i>Palmaven, S.A.</i>	31
--------------------------	----

f. <i>Deltaven, S.A.</i>	31
--------------------------	----

g. <i>PDVSA América, S.A.</i>	31
-------------------------------	----

h. <i>Bariven, S.A.</i>	31
-------------------------	----

i. <i>INTEVEP, S.A.</i>	32
-------------------------	----

j. <i>Refinería Isla, S.A.</i>	32
--------------------------------	----

k. <i>COMMERCHAMP, S.A.</i>	32
-----------------------------	----

l. <i>PDVSA Agrícola, S.A.</i>	32
--------------------------------	----

m. <i>Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL)</i>	33
--	----

n. <i>PDVSA Industrial, S.A.</i>	33
----------------------------------	----

o. <i>PDVSA Servicios, S.A.</i>	33
---------------------------------	----

p. <i>PDVSA Gas Comunal, S.A.</i>	33
-----------------------------------	----

q. <i>PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.</i>	34
---	----

r. <i>PDVSA Naval, S.A.</i>	34
-----------------------------	----

s. <i>PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.</i>	34
---	----

t. <i>Grupo Lácteos Los Andes</i>	35
-----------------------------------	----

u. <i>Compañías del Sector Eléctrico</i>	35
--	----

v. <i>Filiales y Afiliadas Internacionales</i>	35
--	----



Contenido

6	Gobierno Corporativo	36
a.	<i>Asamblea de Accionistas</i>	36
b.	<i>Junta Directiva</i>	36
c.	<i>Comité Ejecutivo</i>	43
d.	<i>Comité de Auditoría</i>	43
e.	<i>Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas (CDO EPYGAS)</i>	43
f.	<i>Comité de Operaciones de Refinación</i>	44
g.	<i>Comité de Planificación y Finanzas</i>	44
h.	<i>Comité de Recursos Humanos</i>	44
i.	<i>Comité Operativo de Desarrollo Social</i>	44
j.	<i>Comité de Volumetría</i>	45
k.	<i>Comité Operativo para el Sector no Petrolero</i>	45
l.	<i>Comité Operativo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones</i>	45
m.	<i>Control Interno</i>	45
7	Recursos Humanos	47

II. PLAN ESTRATÉGICO 48

1	Plan Estratégico	50
2	Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos	51
a.	<i>Crecimiento Distrito Norte-Oriente</i>	51
b.	<i>Crecimiento de los Distritos Morichal, San Tomé y Cabrutica</i>	51
c.	<i>Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco</i>	52
d.	<i>Proyecto Gas Delta Caribe Oriental</i>	52
e.	<i>Complejo Criogénico de Occidente (CCO)</i>	53
f.	<i>Proyecto Gas Anaco (PGA)</i>	53
g.	<i>Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)</i>	54
h.	<i>Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)</i>	54
i.	<i>Jose 250</i>	54
j.	<i>Proyecto Mariscal Sucre</i>	54
k.	<i>Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)</i>	55
l.	<i>Gasificación Nacional</i>	55
m.	<i>Plataforma Deltana</i>	55
n.	<i>Proyecto Autogas</i>	56
o.	<i>Proyecto Rafael Urdaneta</i>	56
p.	<i>Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz</i>	56



q.	<i>Conversión Profunda en la Refinería El Palito</i>	56
r.	<i>Fraccionamiento Craqueo Catalítico (FCC) del CRP</i>	57
s.	<i>Construcción de Nuevas Refinerías en la República Bolivariana de Venezuela</i>	57

III. PRINCIPALES ACTIVIDADES 60

1	Exploración y Producción	60
a.	<i>Reservas</i>	62
b.	<i>Exploración</i>	67
c.	<i>Producción</i>	69
d.	<i>Asociaciones con Terceros</i>	72
e.	<i>Proyecto Orinoco Magna Reserva</i>	93
2	Gas	100
a.	<i>Producción de Gas Natural</i>	102
b.	<i>Producción y Venta de Líquidos de Gas Natural (LGN)</i>	103
c.	<i>Infraestructura de Transporte</i>	103
d.	<i>Compresión de Gas</i>	104
e.	<i>Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte</i>	104
f.	<i>Jose 250 – IV Tren de Extracción San Joaquín</i>	104
	PDVSA Gas Comunal	104
3	Refinación	106
a.	<i>Capacidad de Refinación</i>	108
b.	<i>Refinación Nacional</i>	110
c.	<i>Refinación Internacional</i>	113
4	Comercio y Suministro	121
a.	<i>Exportaciones</i>	121
b.	<i>Mercado Interno</i>	126
c.	<i>Proyecto Autogas</i>	131
5	Transporte, Buques y Tanqueros	134
a.	<i>Suministro y Logística</i>	135
b.	<i>PDV Marina</i>	135
c.	<i>PDVSA Naval</i>	136
6	Investigación y Desarrollo	139
7	Seguridad Industrial (SI)	142



Contenido

8	Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO)	143
9	Desarrollo Social	144
10	PDVSA La Estancia	146
IV.	CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA	148
<hr/>		
a.	PETROAMÉRICA	148
b.	ACUERDOS DE SUMINISTRO	158
<hr/>		
V.	NUEVOS NEGOCIOS	162
<hr/>		
1	Empresas de Propiedad Social	162
2	Empresas del Sector Alimentos	168
a.	<i>PDVSA Agrícola, S.A.</i>	168
b.	<i>Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL)</i>	172
c.	<i>Grupo Lácteos Los Andes</i>	172
3	Otras Filiales	173
<hr/>		
VI.	COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS	188
<hr/>		
VII.	ANÁLISIS OPERACIONAL Y FINANCIERO	194
<hr/>		
1	Resumen Ejecutivo	194
2	Aportes Fiscales Pagados a la Nación	196
a.	<i>Impuesto Sobre la Renta</i>	196
b.	<i>Regalía</i>	196
c.	<i>Impuesto de Extracción</i>	196
d.	<i>Impuesto de Registro de Exportación</i>	196



e.	<i>Impuesto Superficial</i>	197
f.	<i>Impuesto al Valor Agregado (IVA)</i>	197
g.	<i>Impuesto de Consumo General</i>	197
h.	<i>Dividendos</i>	197
3 	Resultados Operacionales y Financieros	199
a.	<i>Resumen Consolidado de Información Financiera</i>	201
b.	<i>Producción</i>	208
c.	<i>Costos y Gastos</i>	208
d.	<i>Activo</i>	209
e.	<i>Patrimonio</i>	210
f.	<i>Pasivo</i>	210
g.	<i>Flujo de Caja</i>	210
h.	<i>Preparación y Presentación de Estados Financieros</i>	211
i.	<i>Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente</i>	211
j.	<i>Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados</i>	212

VIII. GLOSARIO DE TÉRMINOS

213

IX. NOMENCLATURA

215



Mensaje del Presidente de **PDVSA**

Durante el año 2009, PDVSA, comprometida con el Estado venezolano y con sus accionistas originarios, el pueblo venezolano, hizo énfasis en fortalecer las políticas y estrategias del sector hidrocarburos, en el marco de los lineamientos del Ejecutivo Nacional y subordinada al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

En la búsqueda de estos objetivos estratégicos, hemos enfocado nuestras operaciones a hacer un uso soberano de los inmensos recursos naturales energéticos de la Nación, procurando una adecuada integración regional y mundial, para garantizar la seguridad nacional y apoyar en la construcción de una sociedad más justa, así como para la creación de mayor suma de bienestar para el pueblo.

Una vez recuperada y restablecidas las actividades fundamentales de nuestra industria y superadas las terribles consecuencias del sabotaje petrolero de los años 2002 y 2003, PDVSA inició el proceso de gestación de una política petrolera nacional, popular, revolucionaria y socialista centrada en dos pilares fundamentales: la defensa de la soberanía nacional a través de la Política de Plena Soberanía Petrolera, y la vinculación de la industria petrolera con el desarrollo económico y social de la Nación por medio del Plan Siembra Petrolera.

Estamos conscientes, que esto sólo será posible en el marco del Socialismo como modelo de las relaciones entre los trabajadores y los medios de producción. En este sentido, PDVSA y sus filiales impulsan y desarrollan nuevas formas de propiedad social, para ampliar la participación del Estado en la economía, e incorporar al Poder Popular en actividades operacionales. Asimismo, estamos trabajando en la revisión de nuestros esquemas jurídicos, laborales y comerciales, de manera de alinear los modos de propiedad, con hege-

monía del Estado, con las relaciones de producción, basadas en un rol participativo y protagónico de nuestros trabajadores y de la sociedad.

Para PDVSA, como empresa del Estado venezolano, su principal objetivo es generar riqueza y bienestar para el pueblo; por una parte, mediante una adecuada valoración de los recursos, que son propiedad del Estado, para garantizar la máxima contribución al Fisco Nacional; y por la otra, mediante adecuadas formas de producción, fortaleciendo nuevos modelos de relaciones productivas y procurando una perfecta participación en el desarrollo social integral del País.

Con este informe se presentan los resultados operacionales y financieros obtenidos durante nuestra gestión del año 2009; año que estuvo todavía afectado por la crisis capitalista mundial, ante la cual hemos respondido eficientemente, con base en las decisiones y planes adelantados en materia de plena soberanía, y sobre la que seguimos tomando una serie de medidas, con el objetivo de preservar la continuidad del plan de inversiones y resguardar todas las garantías sociales de nuestro pueblo.

La nueva PDVSA está orgullosa de servir a la Nación, como compañía petrolera definitivamente nacional, no sólo en la generación de rentas y regalías tan importantes para todo país exportador de petróleo, sino también en la ejecución de políticas económicas y sociales, definidas por el Gobierno Nacional y relacionadas con la distribución de estas rentas: la siembra del petróleo.

Plena Soberanía Petrolera

Durante el año 2009, hemos reafirmado de la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo de la Nación, consolidando el modelo de empresas mixtas, dando por terminado el nefasto proceso de privatización que se pretendía instalar con los extintos convenios operativos y los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Nos sentimos orgullosos en PDVSA de haber cumplido con el rol encomendado por el Ejecutivo Nacional en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera.

Asimismo, con la entrada en vigencia de la Ley que Reserva al Estado los Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, PDVSA y



sus filiales tomaron el control de las operaciones acuáticas en el Lago de Maracaibo, así como de las actividades de compresión e inyección de gas, con un claro objetivo de soberanía, evitando los riesgos y vulnerabilidades por mantener servicios básicos en manos de terceros, que no sólo abandonaron los planes de inversión y de mantenimiento de activos estratégicos, sino que de manera notoria y reiterada venían ejecutando acciones de sabotaje y de mal trato hacia sus trabajadores.

Por otra parte, en aplicación de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles, tomamos el control del abastecimiento y suministro de las estaciones de servicio y del transporte de combustibles en el territorio nacional.

En materia de bienestar y seguridad laboral, estos procesos han implicado el ingreso, como empleados directos de PDVSA y sus filiales, de 9.812 trabajadores (8.316 en operaciones acuáticas, 900 de transportistas y distribuidoras de combustibles y 596 de las actividades de compresión de gas).

En este año hemos corregido de manera firme e irreversible los mecanismos de dominación instalados en la vieja PDVSA, y hoy en día podemos decir que tenemos el control sobre todas las actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos en el país, tanto desde el punto de vista del régimen tributario y legal, como en el total dominio de la industria petrolera nacional.

Gracias a esta exitosa política de Plena Soberanía Petrolera, tanto el país como PDVSA se encuentran en mejores condiciones para salir adelante de la coyuntura que representa la crisis del capitalismo mundial.

Las empresas mixtas nacionalizadas, así como las creadas recientemente, avanzan en su orientación estratégica bajo una visión comprometida con las políticas del Estado en materia de hidrocarburos y desarrollo social, manteniendo igualmente los niveles de calidad, sin perder la orientación de su actividad medular que es producir crudo extrapesado, mejorarlo y comercializarlo en los mercados internacionales, brindando al Estado mayores beneficios por la actividad petrolera.

Resultados Operacionales y Financieros

Durante el año 2009, se profundizó 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, PDVSA inició la publicación de sus resultados operacionales y financieros en forma trimestral y semestral.

PDVSA ratificó su compromiso con la participación en el desarrollo social e integral del país, mediante la modificación de sus estatutos sociales para incluir, dentro de su objeto social, todas aquellas actividades dirigidas a promover el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, considerando la utilización plena del potencial humano, el manejo eficiente, social y técnico del gasto público social, y el respeto por el equilibrio ecológico. En este sentido, siguiendo con la política de transparencia y divulgación adelantada por PDVSA, nos hemos colocado a la vanguardia como empresa energética, al presentar un balance de la gestión social y ambiental que refleja la actividad desarrollada durante el año 2009 en estas materias, mostrando la gran importancia que la nueva PDVSA le ha concedido tanto al desarrollo social e integral del país, como a la conservación del ambiente, a la seguridad y salud de su personal y de las comunidades vecinas, con una visión socialista y revolucionaria, contando con la participación protagónica de sus trabajadores.

Al cierre del año 2009 nuestra empresa se encuentra más fortalecida, al contar con activos por más de 149 mil millones de dólares y un patrimonio neto de más de 74 mil millones de dólares.

Durante el año 2009, mantuvimos nuestros niveles de producción de crudo y líquidos del gas natural (LGN) a nivel nación en 3,2 millones de barriles diarios, permitiendo de esta manera a PDVSA y sus empresas filiales obtener ingresos operacionales a nivel mundial por 74.996 millones de dólares. Del promedio de barriles diarios producidos, realizamos exportaciones durante el año por 2,7 millones de barriles diarios.

Los precios de exportación de la cesta venezolana se mantuvieron en un promedio de 57 dólares por barril. Estos niveles de ingresos, junto con nuestra política de reducción de los niveles de costos y gastos, permitieron obtener una ganancia neta en operaciones por 7.958 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 4.498 millones de dólares.

El enfoque de PDVSA, al gestionar sus recursos, es salvaguardar la capacidad de la compañía para continuar como una empresa en marcha, con el propósito de seguir siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional, y la palanca para la transformación integral del país.

Durante el año 2009, PDVSA ejecutó un plan de inversiones en el sector nacional por 13.534 millones de dólares, principalmente, en las áreas de exploración y producción, gas, refinación y en las empresas mixtas.

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio del año 2009 se ubicó en 27.793 millones de dólares. Esta contribución incluye 6.022 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 14.753 millones de dólares por regalía, 1.710 millones de dólares por impuesto de extracción, 67 millones de dólares por impuesto de registro de exportación, 158 millones de dólares por impuesto superficial, 2.000 millones de dólares por concepto de dividendos, 600 millones de dólares de aportes al Fonden y 2.483 millones de dólares a programas de desarrollo social.

Producto de la gestión de los últimos años y de los resultados operacionales y financieros, PDVSA se encuentra como una de las principales empresas a nivel mundial, escalando al 4° puesto dentro de las empresas petroleras más grandes del mundo y la más grande de América Latina, según estudio recientemente publicado por la revista especializada *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW).

Plan Siembra Petrolera

La nueva PDVSA está perfectamente alineada con las orientaciones del Estado venezolano y las líneas maestras del actual proyecto nacional del país, 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

Proyecto Orinoco Magna Reserva: la estrategia para el desarrollo de este proyecto, se centra en la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos existentes en los 4 grandes campos que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco.

Durante el año 2009, PDVSA incorporó a través de este proyecto un total de 39 mil millones de barriles, para así ubicar en diciembre de 2009 las reservas totales de Venezuela en 211.173 millones de barriles. Gracias a este esfuerzo, cuando concluya la certificación de reservas del Proyecto Orinoco Magna Reserva, Venezuela se convertirá en el país petrolero con las mayores reservas del planeta.

Nuevos Desarrollos en el Área de la Faja Petrolífera del Orinoco: el Plan Siembra Petrolera considera el aprovecha-

miento 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 cinco mejoradores de crudo.

En el año 2009 se continuó con el Proyecto Carabobo, para la producción de crudo extrapesado en esta área de la Faja Petrolífera del Orinoco y la construcción de dos mejoradores para producir crudo de alta calidad.

Proyecto Socialista Orinoco: para la debida articulación de los proyectos petroleros con los no petroleros, en el año 2009 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.

Producción en Áreas Tradicionales

Se contempla el incremento de nuestra producción hasta 4,5 millones de barriles diarios para el año 2015. En el año 2009 PDVSA alcanzó una producción de 3,2 millones de barriles diarios, que incluye 3.012 MBD de crudo y 158 MBD de LGN, en cumplimiento con los recortes acordados en la OPEP, en septiembre y octubre de 2008.

Desarrollos de Gas Costa Afuera

Se prevé el desarrollo industrial integral de los yacimientos de gas Costa Afuera en el oriente y occidente del país, para aumentar la producción de gas a 12.568 millones de pies cúbicos diarios para el año 2015. El gas producto de las perforaciones iniciadas, en una primera etapa, estará dirigido a satisfacer los requerimientos del mercado interno venezolano. Posteriormente, se completarán los volúmenes de gas necesarios para que Venezuela, a partir del año 2016, tenga las posibilidades ciertas de convertirse en un exportador de gas mediante la tecnología de gas natural licuado.

Durante el año 2009 se continuó el avance de los proyectos Plataforma Deltana, Rafael Urdaneta y Mariscal Sucre, con lo cual, por primera vez en la industria petrolera venezolana, PDVSA inició operaciones de perforación y producción de gas en aguas territoriales venezolanas, con personal y recursos propios. Adicionalmente, se dio inicio al proyecto Caribe Central

para definir e incorporar nuevas oportunidades exploratorias en la fachada atlántica, además de reafirmar nuestra soberanía sobre esta zona marítima.

En el proyecto 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 Paraguaná (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 2009 se concretó el Plan Siembra Petrolera Refinación 2009-2021, que contempla la construcción de nuevas refinerías en suelo venezolano (Cabruta, Batalla de Santa Inés y Zulía) y la adecuación de las plantas ya existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Puerto La Cruz y El Palito), orientado a incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados. La capacidad de refinación de PDVSA en el ámbito mundial ha aumentado, de 2,4 millones de barriles diarios en el año 1991, a 3,0 millones de barriles diarios para el 31 de diciembre de 2009, y se estima aumentar en 600 mil barriles diarios esta 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 para el año 2015 alcance los 4,5 millones de barriles diarios.

Para el año 2009, las exportaciones a nivel Nación alcanzaron 2,7 millones de barriles diarios, lo que representa una reducción de 215 mil barriles diarios con respecto al año 2008, producto de los recortes acordados en la OPEP.

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 nuevos terminales para lograr una mayor flexibilización en el manejo de la expansión volumétrica prevista en el plan.

En el año 2009 se continuó con el desarrollo de los proyectos Gas Delta Caribe Oriental y Sistema Nor Oriental de Gas, para la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado nacional el gas proveniente de Costa Afuera del oriente del país, y se completó la Interconexión Centro Oriente-Occidente a través del tendido del gasoducto entre estas regiones; de esta forma se inicia la transferencia de gas hacia el occidente del país, la cual se irá incrementado paulatinamente hasta alcanzar un total de 520 millones de pies cúbicos diarios.

Integración Energética

A través de la integración latinoamericana se busca consolidar el proyecto Petroamérica, compuesto por las iniciativas de Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, propuestas por el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela para lograr una distribución justa de la energía en aras del desarrollo de las naciones que la integran, con base en los recursos y potencialidades de la región.

Durante el año 2009, PDVSA a través de su filial PDVSA América, continuó dando empuje y seguimiento a los convenios bilaterales y multilaterales suscritos con otras naciones suramericanas y del Caribe, para hacer realidad la voluntad política de los gobiernos que unen sus esfuerzos. En este sentido se adelantan proyectos en materia de suministro y transferencia de tecnología; mejoramiento de las capacidades para la exploración y producción de gas y petróleo; creación de infraestructura de generación eléctrica, petroquímica, refinación, almacenamiento, suministro y distribución de productos.

Nuevas Filiales

PDVSA ha previsto la creación de nuevas filiales para apoyar el Plan Siembra Petrolera, las cuales constituyen herramientas valiosas para que el Estado venezolano genere los espacios necesarios que equilibren el mercado nacional.

En este sentido, desde el año 2007 PDVSA ha creado y fortalecido las siguientes filiales: PDVSA Servicios, PDVSA Industrial, PDVSA Agrícola y PDVSA Gas Comunal, PDVSA Empresa Nacional de Transporte, PDVSA Desarrollos Urbanos, PDVSA Ingeniería y Construcción, PDVSA Naval y PDVSA Operaciones Acuáticas.

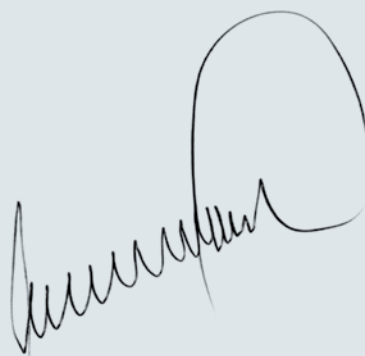
Apoyo al Desarrollo Social Integral del País

La nueva PDVSA tiene como esencia y razón de ser la contribución al desarrollo nacional, al beneficio de la población, a la seguridad del país, y a la defensa de nuestra soberanía. Nuestra intención prioritaria es lograr el bienestar colectivo con la producción petrolera, a través de los programas sociales y los nuevos proyectos que abarcan cada vez más a mayores sectores de la población. Durante el año 2009, PDVSA continuó con su participación activa y decidida en el desarrollo social e integral del país, apoyando las obras y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividades agrícolas, producción y distribución de alimentos, salud, educación, así como otras inversiones productivas en Venezuela, efectuando aportes por un total de 3.083 millones de dólares, que incluyen 2.483 millones de dólares para las Misiones y otros programas sociales y 600 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), para la ejecución de obras y proyectos de infraestructura.

Este informe, correspondiente a la gestión del año 2009, refleja el esfuerzo de nuestros líderes y nuestra gente que conforman nuestro principal activo. Un equipo humano comprometido con la valorización de los recursos de hidrocarburos y su uso como palanca de desarrollo sustentable y de mejora de calidad de vida del pueblo venezolano.

La nueva PDVSA vibra a lo largo y ancho de nuestro país; es una Empresa Nacional con un extraordinario apoyo popular, que se nutrió de una experiencia Pueblo-Fuerza Armada-Trabajadores Petroleros sin precedentes. Ésta es una realidad que llegó a la industria para quedarse.

Todo el potencial de la industria petrolera, está a la disposición del país y no cabe duda que se ha convertido en un factor fundamental para la constitución de la sociedad plena y justa que todos merecemos, en vías de la construcción del socialismo en nuestro país.



RAFAEL RAMÍREZ CARREÑO

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

VISION GENERAL DEL **NEGOCIO**



11 HISTORIA Y DESARROLLO





Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela¹, creada por el Estado venezolano² 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)³.

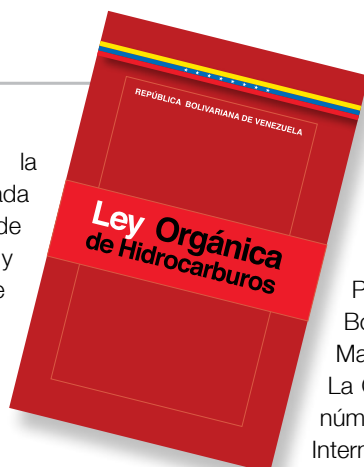
1 En lo sucesivo, La República
2 En lo sucesivo, Estado
3 En lo sucesivo, MENPET

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.

PDVSA es responsable, en La República Bolivariana de Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades relacionadas con exploración, explotación, manufactura, refinación, transporte y venta de los hidrocarburos y sus derivados, tanto en La República como fuera del país. La mayoría de sus filiales en el exterior están involucradas en las actividades de refinación y comercialización a nivel mundial.

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, 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 socio-productivo, incluidas las de carácter agrícola, industrial, elaboración o 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.

La Corporación tiene como moneda funcional el dólar estadounidense (dólar o US\$), debido a que el principal ambiente económico de las operaciones de PDVSA es el mercado internacional para el petróleo crudo y sus productos. Adicionalmente, una porción significativa de los ingresos y la deuda financiera; así como también la mayor parte de los costos, gastos e inversiones, son incurridos en dólares.

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 2009 y por el período terminado en esa fecha:

Fortalezas que soportan la industria petrolera		
Fuerza Laboral Propia	91.949	Personas
Fuerza Laboral Contratada	10.801	Personas
Ingresos Operacionales	74.996	MMUS\$
Ganancia Integral	4.498	MMUS\$
Total Activos	149.601	MMUS\$
Total Patrimonio	74.389	MMUS\$
Adquisición Sísmica 3D	3.702	Km ²
Adquisición Sísmica 2D	1.168	Km
Reservas Probadas de Petróleo	211,2	MMMBIs
Reservas de Petróleo en Proceso de Certificación (Estimado)	105	MMMBIs
Reservas Probadas de Gas	178,8	MMMMPC
Reservas de Gas en Proceso de Certificación (Estimado)	193	MMMMPC
Potencial de Producción de Crudo	3.524	MBD
Producción de Crudo	3.012	MBD
Producción de LGN	158	MBD
Producción de LGN + Crudo	3.170	MBD
Pozos Activos	17.910	Und
Taladros / Año	121	Und
Yacimientos	10.564	Und
Campos Petroleros	365	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	803	Und
Estaciones de Servicios Abanderadas con Contrato de Suministro	1.058	Und
Plantas Compresoras de Gas	52	Und
Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN	12	Und
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Instalada	282	MBD
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Efectiva	268	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 30 de noviembre de 2009 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:

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

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



Posición de PDVSA ante otras empresas, según el estudio mencionado

Posición	Empresa	País	Producción Líquidos	Reservas Líquidos	Producción Gas	Reservas Gas	Capacidad Refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	1	1	6	5	10	6
2	NIOC	Irán	2	2	2	1	14	12
3	ExxonMobil	EUA	6	11	3	13	1	1
4	PDVSA	Venezuela	6	5	20	6	4	8
5	CNPC	China	5	8	8	12	6	14
6	BP	Reino Unido	9	15	5	16	7	3
7	Royal Dutch Shell	Holanda	13	26	4	17	3	2
8	ConocoPhillips	EUA	16	22	13	22	7	7
9	Chevron	EUA	14	21	14	25	11	5
10	Total	Francia	18	23	15	21	9	4
11	Pemex	México	3	12	16	35	13	13
12	KPC	Kuwait	4	4	39	14	19	21
13	Sonatrach	Argelia	12	14	7	7	35	28
14	Gazprom	Rusia	25	17	1	3	32	31
15	Petrobras	Brasil	11	18	27	36	12	9

Fuente: Petroleum Intelligence Weekly, noviembre de 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.
- Exploración y producción de gas natural de recursos costa afuera, incluyendo la posibilidad de exportar líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo y transporte de crudo y productos refinados.
- Procesamiento, mercadeo y transporte 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, mercadeo y transporte se ubican en La República, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y Asia.



a. Actividades

Las actividades de exploración, producción y mejoramiento de crudo extrapesado, 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 por la División de Exploración y Producción (EyP), y en operaciones de Licencias de Gas Natural y de las Empresa Mixtas, manejadas por la filial Corporación Venezolana del Petróleo, S.A.(CVP).

Las operaciones “aguas abajo” comprenden 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 América⁴. 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 operación 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.

- 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 destilación de petróleo de vacío y de coque en la refinería Merey 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.
- 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 21 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 para la producción de LGN; así como del transporte y mercadeo de gas en el mercado interno y exportación del 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 Servicios, S.A., para el suministro especializado de servicios de operación y mantenimiento de taladros, registros eléctricos, sísmica y otros; PDVSA América, S.A. y PDV Caribe, S.A., para el empuje y seguimiento de los Convenios de Cooperación Energética suscritos con otras naciones suramericanas y caribeñas.

⁴ En lo sucesivo, Estados Unidos.

- En el marco del proceso de transformación y cambio de la nueva PDVSA, la Corporación ha impulsado el fortalecimiento del nuevo modelo socioproductivo nacional, a través de la creación de las llamadas filiales no petroleras. Este conjunto de empresas se encuentran agrupadas en dos (2) grandes sectores, el Sector Alimentación, conformado por Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL), PDVSA Agrícola, S.A., y el Grupo Lácteos Los Andes; y el Sector Industrial y Otros, integrado por PDVSA Gas Comunal, S.A., PDVSA Industrial, S.A. y PDVSA Naval, S.A. 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.
- Dentro de los esfuerzos dirigidos a fortalecer la Soberanía Operacional, en fecha 7 de Mayo de 2009, se publicó en la Gaceta Oficial N° 39.173, la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias

de Hidrocarburos (LOREBSCAPH). En virtud de esta Ley, se delegó en PDVSA la toma de control de los servicios de compresión alquilada de gas a nivel nacional. En el marco de esta misma Ley, se procedió a la toma de control de los bienes dedicados a las actividades de transporte dentro del Lago de Maracaibo. Asimismo, se efectuó la toma de control de los servicios de tratamiento e inyección de agua en áreas de PDVSA en el Lago de Maracaibo y en el Oriente del país, que estaban bajo el control de empresas privadas, lo que permitió asumir las operaciones de los activos y la absorción del personal obrero asociado a dichas actividades.

b. Desarrollo Social

Durante el período 2001-2009, 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 agrí-



colas, 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

El Gobierno Revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela suscribió con gobiernos de otros países, principalmente latinoamericanos y del Caribe, el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC), el Convenio Integral de Cooperación (CIC) y 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, 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 Petrolera⁵, 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:



⁵ Ver Capítulo III Plan Estratégico.



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. En el año 2009, la ENT incorporó los bienes y equipos de transporte de 75 de las 98 empresas que manejaban el 60% del volumen transportado a nivel nacional. También fueron constituidas las filiales: PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A., PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., con la finalidad de realizar servicios de ingeniería y construcción de proyectos mayores para filiales del sector petrolero.

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, fué constituida la filial PDVSA Naval, S.A., la cual fué creada con la finalidad de realizar actividades de desarrollo y ejecución de obras de infraestructura social y 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 completó la adquisición del Astilleros Navales Venezolanos, S.A. (ASTINAVE), con el fin de promover empresas de fabricación de partes, equipos y servicios, traduciéndose en valor agregado para la industria nacional y fuentes de empleo.

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, S.A. y Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL), respectivamente. Igualmente en el año 2008 se adquirió el Grupo Lácteos Los Andes, Industrias Diana, C.A. Palmeras Diana del Lago, C.A. Productos La Fina, C.A. e Indugram, C.A.

4 | ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Hasta el 31 de diciembre de 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. En 1997 se estableció una nueva estructura de operaciones basada en unidades de negocios. Desde entonces, PDVSA ha estado involucrada en un proceso de transformación de sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad, modernizando sus procesos administrativos y aumentando el retorno de capital.

El proceso de transformación involucró la fusión de Lagoven, Maraven y Corpoven, efectivo a partir del 1° de enero de 1998, y renombró la entidad combinada PDVSA Petróleo y Gas, S.A. En mayo del año 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., asimismo, para finales del año 2002, ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a dicha filial.

Siguiendo con las instrucciones del Ejecutivo Nacional y los lineamientos del MENPET, durante los años 2006 y 2007, se culminó el proceso de la firma de acuerdos para la migración de los Convenios Operativos y la Nacionalización de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que los Convenios de Exploración a Riesgo y ganancias compartidas, para su conversión a Empresas Mixtas, así como la creación de los Nuevos Negocios, lo cuál ha significado un paso histórico en la reafirmación de la soberanía petrolera.

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





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.

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

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, a través del desarrollo sustentable.

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, distribución y contratación con otras empresas para su colocación y venta.

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. Palmaven, S.A.

Constituida en el año 1975, Palmaven es la filial de PDVSA que se encarga de promover el desarrollo social sostenible y sustentable, en el marco de las políticas sociales del Estado venezolano fundamentado en la aplicación y divulgación de los valores y principios contenidos en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

Uno de los objetivos primordiales de Palmaven es articular las acciones de PDVSA con los organismos del Estado para el desarrollo de las políticas sociales, promoviendo la participación activa y protagónica de las comunidades. A fin de lograrlo,

esta filial de PDVSA, se encarga de establecer alianzas e integraciones con las instituciones públicas y privadas (internacionales, nacionales, regionales y municipales), involucradas en el desarrollo social de la Nación.

Para Palmaven lo más importante es contribuir con la ejecución de las políticas públicas del Estado Venezolano para el desarrollo social con el propósito de erradicar la pobreza e impulsar la formación para el ejercicio de la ciudadanía.

f. Deltaven, S.A.

Constituida en el año 1975, Deltaven es la filial de PDVSA que comercializa dentro de la República Bolivariana de Venezuela, combustibles, lubricantes, asfaltos, solventes, grasas y otros derivados de los hidrocarburos bajo la marca PDV®, además de un conjunto de servicios técnicos y asesoría dirigidos a satisfacer las necesidades del mercado interno. Mercadea los productos y servicios asociados de la marca PDV® mediante una red de distribución y de negocio de alto valor agregado.

g. PDVSA América, S.A.

Fue creada en el año 2006 con el fin 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, creación de fideicomisos para el 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.

h. Bariven, S.A.

Bariven S.A., filial de PDVSA, se ocupa de la adquisición de materiales y equipos necesarios para las actividades de explo-



ración y producción, refinación y gas. También es responsable de la administración y gestión de los inventarios y almacenes y la venta de activos no utilizados de la Corporación.

i. 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 responsabilidad de INTEVEP, el resguardo del acervo tecnológico de la Corporación.

INTEVEP también desarrolla tecnologías propias en áreas con oportunidades diferenciales, 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.

j. Refinería Isla, S.A.

Originalmente constituida como Vistaven, 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 nueva operadora del contrato de arrendamiento.

k. COMMERCHAMP, S.A.

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

l. PDVSA Agrícola, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 2007, su propósito es realizar en la República Bolivariana de Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros, las actividades de producción de materia prima de origen agrícola, para el procesamiento industrial agroalimentario y agroenergético en la República, contribuyendo con el desarrollo agrícola sostenible del país, mediante la incorporación de los rubros seleccionados. Además, debe visualizar, definir, implantar 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.

m. Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL)

Esta filial fue constituida originalmente en el año 2008, para la consolidación y soberanía alimentaria de la Nación, a través de la realización de actividades tendientes a la producción, abastecimiento y comercialización nacional e internacional de alimentos para el consumo humano y/o animal, garantizando un abastecimiento estable, permanente y creciente de dichos productos.

n. PDVSA Industrial, S.A.

Constituida en el año 2007, con el propósito de efectuar actividades de producción 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.

o. 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.

p. PDVSA Gas Comunal, S.A.

Constituida en el año 2007, esta filial de servicio público es suplidora de gas domiciliario. Alineada con la política socialista del Estado como una empresa estratégica, capaz de combinar



competencias, habilidades y recursos 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 alternativas de energía y de proyectos que incentiven el desarrollo industrial y económico de las regiones. Garantizar el suministro de gas doméstico como servicio público.

q. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 2008, y tiene por objeto proveer, por cuenta propia o de terceros o asociada a terceros, servicios de ingeniería y construcción derivados de las necesidades de los proyectos mayores de PDVSA y sus empresas filiales. Asimismo, la sociedad podrá realizar dentro de la República Bolivariana de Venezuela o en el exterior, las actividades de servicios que conlleven a la ingeniería y construcción de los proyectos mayores de PDVSA y sus empresas filiales, tales como: implementación de proyectos de ingeniería, servicios de ingeniería, procura, construcción, instalación, arranque y gerencia de refinerías, mejoradores, plantas de petróleo y gas, estaciones, oleoductos y otros proyectos relacionados con la industria petrolera.

r. PDVSA Naval, S.A.

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

s. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.

Constituida en el año 2008, esta sociedad tiene por objeto realizar, por cuenta propia o de terceros o asociada a terceros, el desarrollo y la ejecución de obras de infraestructura social no industrial, así como programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional. Igualmente, la sociedad podrá realizar dentro de la República o en el exterior, por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros, 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 y la construcción de obras de infraestructura no industrial.





t. Grupo Lácteos Los Andes

En el año 2008, con el objetivo de atender el desabastecimiento de productos alimenticios de la cesta básica de los venezolanos PDVSA compró la totalidad de las acciones de un grupo de compañías cuya actividad principal es la producción y distribución de productos lácteos, siendo la más importante Lácteos Los Andes, C.A.,. El grupo de empresas lo integran 45 sociedades comerciales, que poseen entre otros activos, dos plantas procesadoras de leche cruda y productoras de derivados lácteos, néctares y jugos, tres centros principales de distribución y una planta para quesos y mantequilla; adicionalmente el grupo cuenta con compañías que se dedican a la comercialización de leche cruda, al transporte y servicios asociados a la actividad.

u. Compañías del Sector Eléctrico

De acuerdo con lineamientos y objetivos estratégicos del Ejecutivo Nacional, durante el año 2007 la Asamblea de Accionista de Petróleos de Venezuela, S.A. autorizó la compra de acciones de varias entidades que operan en el sector eléctrico del país, las cuales serían transferidas en el corto plazo a la Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC) de conformidad con el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico, publicada en la Gaceta Oficial N° 38.736 del 31 de julio de 2007. En junio de 2009, se transfirieron las acciones de estas entidades del sector eléctrico a CORPOELEC, previa autorización de la Asamblea de Accionista de PDVSA. Las compañías referidas son las siguientes: C.A. Electricidad De Caracas (EDC); Sistema Eléctrico De Nueva Esparta, C.A. (SENECA); C.A. Electricidad De Valencia (ELEVAL) y C.A. Luz y Fuerza Eléctrica De Puerto Cabello (CALIFE).

v. Filiales y Afiliadas Internacionales

PDVSA es uno de los más grandes refinadores de petróleo en los Estados Unidos, basado en la capacidad de refinación de sus filiales ese país, equivalente a 1.089 MBD a diciembre del año 2009.

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 America. Asimismo, posee indirectamente el 50% de Chalmette Refining LLC por medio de PDV Chalmette, Inc. y el 50% de Mery Sweeny por medio de PDV Sweeny, L.P.; estas empresas están asociadas con ExxonMobil Corporation y ConocoPhillips, respectivamente.

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 del 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 del 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 un 49%. Adicionalmente se tiene presencia en por medio de Refinería Isla (Curazao), 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, la capacidad nominal de almacenamiento con una capacidad nominal 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 once (11) miembros: un (1) Presidente, dos (2) Vicepresidentes, seis (6) Directores Internos y dos (2) Directores Externos. La Junta Directiva es nombrada mediante Decreto por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela por un término inicial de dos (2) años, renovable por períodos iguales o hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

Al 31 de diciembre de 2009, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:

Composición de la Junta Directiva de PDVSA año 2009

Nombre	Posición	Fecha de Designación
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004 (*)
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007 (*)
Eulogio Del Pino	Vicepresidente	2008
Eudomario Carruyo	Director Interno	2005 (*)
Hercilio Rivas	Director Interno	2008
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 Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)**

Rafael Ramírez Carreño es 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 Faja Petrolífera del Orinoco. Tiene una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción para la industria petrolera y gasífera nacional. Ha cumplido asignaciones de trabajo en Estados Unidos, para el desarrollo del Proyecto de Adecuación de la Refinería de Cardón, y en Francia para el Proyecto de Gas Natural Licuado de Nigeria. En noviembre 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 graduado en la UCV en el año 1967, Master y PhD del Queen Elizabeth College de la Universidad de Londres (Reino Unido, 1982), con especialidad en Fenómenos Interfaciales y Química Coloidal. Ha sido investigador de INTEVEP desde el año 1982 e investigador invitado en el año 1997 por la Universidad de Texas, en Estados Unidos. También se ha desempeñado como profesor universitario y ha sido coautor de 100 informes técnicos, 26 patentes de invención, 60 presentaciones en congresos internacionales y 50 publicaciones en revistas especializadas. Por su destacada labor científica ha recibido importantes premios, entre ellos, el Premio Nacional de Ciencias, mención Investigación Tecnológica (1999); el Premio al Desarrollo Tecnológico de la Corporación Andina de Fomento (2000) y el Premio a la Innovación Tecnológica de INTEVEP (2001), así como también, la Orden Mérito al Trabajo en su Primera Clase (1997). A lo largo de su carrera profesional en la industria ha desempeñado diversos cargos técnicos, supervisorios y gerenciales: Director Gerente de Bitor (2002-2003); Asesor a la Presidencia de Intevep (2004); Director del Instituto de Estudios Energéticos (2005); Presidente de INTEVEP (2006-2008); y Director de PDVSA (2008 hasta la fecha).



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 (Estados Unidos). Ha realizado diversos cursos de especialización y postgrado en las áreas de finanzas y gerencia, en la Universidad de Columbia (Estados Unidos) y la Universidad de Michigan (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 PEQUIVEN, CITGO, PDV Marina, Deltaven, PDVSA Petróleo, PDVSA Finance, PDVSA Insurance, PDV Holding 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. 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). Ha continuado 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, Venezuela. 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 investigativo. En el año 2004, fue nombrado Coordinador de la Misión Ribas para el Estado Miranda. Ese mismo año también ejerció los cargos de miembro de la Junta Directiva de CVP y 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. El 4 de septiembre de 2008 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 y PDVSA Desarrollos Urbanos.



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 desempeña 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. Adicionalmente, se desempeña en la actualidad como 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 Área “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 Sincrudos 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 KABBOUL

Director Interno

Ingeniero Mecánico de la Universidad Simón Bolívar (USB) en el año 1985, con maestría en Gerencia del Instituto Tecnológico de Massachussets, (Estados Unidos, 1993). Inició su carrera en el año 1985, en la industria petrolera como ingeniero inspector de equipos rotativos, 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 la empresa BP 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 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 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. 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 USB, Caracas, Venezuela, con maestría en Administración de Empresas, mención Planificación Estratégica y post-gradados de especialización en Gerencia y Economía de los Recursos de Hidrocarburos, y en Logística de Suministro y Comercialización de Petróleo y Gas Natural en Oxford. Asimismo, se ha especializado en Derecho Internacional Privado y Derecho Económico Regulatorio en la Universidad de Salamanca, España. Desde hace 33 años trabaja en PDVSA, donde ha desarrollado su carrera profesional, ocupando diversas posiciones gerenciales en las áreas de Gas y Planificación. Dentro de sus responsabilidades, y por disposición del Comandante Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, fue designado en el 2003 (Ad honorem) como Gobernador de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cargo que ocupó hasta agosto 2008. En junio 2004 ejerció el cargo de Director General de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), y ese mismo año fue nombrado Presidente de la Junta de Gobernadores de la OPEP, con sede en Viena, cargo que ejerció por un año. En enero 2005 fue juramentado por el Comandante Presidente de la República Bolivariana de Venezuela como Director Externo de PDVSA, cargo que ocupa en la actualidad. 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 (cargo actual). En Junio 2008 asumió el Despacho como Viceministro de Hidrocarburos del MENPET, y en 2009 fue nombrado Presidente de la Junta Directiva del Foro de Países Exportadores de Gas, con sede en Doha, Qatar.



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 Magíster 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 Salías", 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. El Director de Auditoría Fiscal y el Comisario Principal de PDVSA son invitados permanentes a las reuniones del 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 (CDO EPYGAS)

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 y calidad, 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; y evalúa y hace seguimiento a la aplicación de las políticas, lineamientos, normas y, a 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 administrativos, financieros y legales, a través del intercambio de experiencias exitosas, lecciones aprendidas en las distintas divisiones operacionales, práctica de la innovación tecnológica, modernización de la infraestructura existente y, la promoción del trabajo en conjunto. Con este tipo de sinergia se busca la transparencia de la gestión de los negocios y funciones asociadas; así como también el uso y masificación de prácticas tecnológicas que 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, calidad, 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 conlleven a la identificación y/o modificación de procesos/actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimientos administrativos, financieros y legales, 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 conlleven a un incremento de la productividad tanto de los activos como del recurso humano involucrado en

las operaciones con especial atención a la reducción de costos y gastos.

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 riqueza proyectada y controlar 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 proporciona orientación estratégica, 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 del año 2005, según Resolución de Junta Directiva N° 2005-04, y su función principal es 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 según Resolución de Junta Directiva N° 2007-04 de fecha 14 de diciembre de 2007, 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

Creado según Resolución de Junta Directiva N° 2009-12 de fecha 29 de agosto de 2009, tiene como alcance 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 según Resolución de Comité Ejecutivo N° 2009-07 de fecha 20 de octubre de 2009, y cuyo alcance es 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 objetivo 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 evalua-

doras 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 dictadas y orientadas al funcionamiento coordinado de este sistema, reforzada mediante una mayor participación de las direcciones, gerencias, organizaciones corporativas, y comités delegados auxiliares de la Junta Directiva de PDVSA: Operaciones de Exploración, Producción y Gas (EPYGAS), Operaciones de Refinación, Volumetría, Auditoría, Planificación 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 certificación 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, considerando:



- Fortalecer el Sistema de Control Interno para asegurar la razonabilidad de la información utilizada en la elaboración de los estados financieros, mediante la documentación y evaluación de los riesgos y controles de los procesos claves relacionados.
- Promover la implantación de procedimientos y soluciones, para remediar las brechas de control y mitigar los riesgos críticos asociados con la información de los procesos de negocio, que permitan mejorar la confiabilidad de los reportes financieros.
- Disponibilidad de un ambiente compartido con esquema de procesos, diagramas de flujo y matrices de riesgos que incluyan controles identificados y validados con los dueños de procesos.
- Evaluar la efectividad operacional en los controles internos y beneficiar a la Corporación.
- Afianzar la imagen como Corporación generadora de información financiera confiable y oportuna.
- Generar una base de procesos sólidos en términos de control interno, fortaleciendo la segregación de funciones.
- Facilitar el adiestramiento del nuevo personal.
- Contribuir a que la gerencia de la Corporación reúna los requisitos exigidos por los auditores externos.

Continuando con la ejecución del Proyecto MSCl, durante el año 2009 se lograron cumplir actividades importantes de acuerdo con el cronograma de ejecución y al alcance previsto el cual incluyó a Petróleos de Venezuela y sus filiales. Para ello se tomó en consideración las empresas que en su conjunto representaron un 78% de los estados financieros consolidados mundial, las cuales fueron: PDVSA Petróleo, PDVSA Casa Matriz y Bariven.

Beneficios esperados por la Organización

Con el objetivo de lograr tener a disposición toda la documentación elaborada durante el proyecto MSCl (procesos que impactan los estados financieros) se considera de suma importancia y valor agregado para la Corporación, el Normar y Publicar toda esta información.

A continuación, algunos de los beneficios:

- Permite estandarizar los procedimientos a seguir en la organización y usar un lenguaje común.
- Tener a disposición y de forma inmediata información tanto para el uso de actores internos como externos.
- Obtener un procedimiento mejorado, autorizado y formalizado que permita fortalecer el sistema de control interno y minimizar los efectos posibles de cualquier riesgo identificado.
- Utilizar documentación crítica acerca del negocio para operar en casos de contingencia.
- Cumplir con el Marco Regulatorio Nacional vigente en materia de control interno, como la Ley Orgánica Financiera del Sector Público, la Ley Contra la Corrupción, y Normas Generales de Control Interno, entre otras.
- Contribuye a otorgar niveles óptimos y mayor transparencia a los procesos de la Corporación, reforzando su prestigio e imagen.
- Elimina la dependencia de personal en posiciones clave y permite la delegación de responsabilidades directas a personal en caso de fallas e incumplimiento.
- Sirve de respaldo a las directrices de actuación corporativa emanadas por la Junta Directiva, debido a que las estrategias se ven inmersas dentro de los procesos.

NOTA: Mayor información sobre el Sistema de Control Interno de PDVSA se encuentra en el capítulo de Ética y Transparencia del Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.

7 | RECURSOS HUMANOS

La fuerza laboral propia de PDVSA cerró en el año 2009 en 91.949 trabajadores, la cual está compuesta por 86.790 en el sector nacional y 5.159 en el sector internacional, reflejándose un incremento del 18% con respecto al año 2008. Esto se debió, principalmente, a las absorciones a través de política de plena soberanía petrolera que viene realizando la Corporación desde el año 2007.

En cuanto a la fuerza laboral de contratistas, para el año 2009 cerró en 10.801 trabajadores, observándose una disminución de 44% con respecto al año anterior, motivado a la política de absorción antes señalada.

A continuación se presenta la evolución de la fuerza laboral de PDVSA, entre los años 2005 y 2009:

Fuerza Laboral de PDVSA 2005-2009					
Número de Trabajadores	2009	2008	2007	2006	2005
Venezuela	86.790	73.580	56.769	47.433	43.807
Exterior	5.159	5.159	5.140	5.383	5.373
Total Trabajadores	91.949	78.739	61.909	52.816	49.180
Contratistas	10.801	19.374	15.383	15.290	10.498

Los ingresos de personal para el año 2009 fueron aproximadamente 16.400 trabajadores, de los cuales 13.755 se absorbieron a través de la política de plena soberanía petrolera y atendiendo a los principios de inclusión, igualdad social y democratización de las oportunidades de empleo, destacando el cumplimiento de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles y la Ley Orgánica que Reserva al Estado los Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de los Hidrocarburos.





PLAN ESTRATÉGICO



1 | PLAN ESTRATÉGICO



El Plan Siembra Petrolera 2010 – 2015 fue elaborado durante el año 2009, con la participación de todos los Negocios y Filiales de PDVSA, 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.

La orientación general dada por el Accionista se resume en los tres lineamientos que a continuación se presentan:

- *Valorizar nuestro recurso natural de hidrocarburos en beneficio de la Nación.*
- *Contribuir al posicionamiento geopolítico del País en el ámbito internacional.*
- *Ser un instrumento para el desarrollo endógeno del País.*

Los objetivos estratégicos del Plan Siembra Petrolera 2010-2015 se focalizan en:

- *Aceleración del desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) para la incorporación de 2,8 MMBD de producción al 2030.*
- *Desarrollo del gas Costa Afuera para satisfacer 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.*

Con base en lo expuesto PDVSA se ha fijado, como metas principales:

- *Incrementar la capacidad de producción hasta 4.460 MBD para el año 2015, de los cuales 2.536 MBD corresponderán a Gestión Directa; 432 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 88 MBD a empresas mixtas Costa Afuera; 650 MBD a empresas mixtas de la FPO; 444 MBD a nuevas empresas mixtas en la FPO; 265 MBD a LGN y 45 MBD a Etano.*
- *Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,2 MMBD al 2015.*
- *Exportar un volumen de crudos y productos de 3,9 MMBD al 2015.*
- *Aumentar la producción de gas natural a 13.890 MMPCD de gas al año 2015.*
- *Desarrollar el eje Orinoco-Apure a través del pleno desarrollo de la FPO desde el punto de vista de producción, mejoramiento, refinación e industrialización que potencien la región como un importante polo petroquímico.*



Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo son: mantenimiento óptimo de los reservorios de crudo y gas natural, y las facilidades de producción, y 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 las 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 2010-2015 aproximadamente 252 mil millones de dólares para alcanzar una producción sostenible de 4.460 MBD (Crudo + LGN + Etano) para el año 2015. PDVSA espera proveer cerca de 78% de los fondos requeridos para este plan (197 mil millones de dólares), 15% por medio de inversiones con terceros (38 mil millones de dólares) y 7% en inversiones asociadas al Proyecto Socialista Orinoco (18 mil millones de dólares). La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones de capital del año 2009 y el estimado para el resto del período 2010-2015.

Desembolsos por inversiones

Expresado en millones de dólares

2009	Desembolsos por Inversiones	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Total
239	Exploración	319	715	674	1.010	1.173	1.298	5.189
4.121	Producción	4.418	3.880	5.037	7.056	8.263	7.916	36.570
1.002	Faja	840	5.120	11.877	21.422	21.299	16.662	77.220
1.583	Gas Tierra Firme	1.553	3.787	4.326	4.283	3.664	3.070	20.683
963	Gas Costa Afuera	860	6.654	6.208	6.033	5.584	4.670	30.009
2.147	Refinación Nacional	2.478	4.057	7.007	5.275	4.378	6.750	29.945
-	Refinación Internacional	-	400	2.265	3.120	2.666	2.297	10.748
593	Comercio y Suministro	901	585	660	456	1.030	739	4.371
4	PSO	418	1.957	2.981	6.175	3.449	2.948	17.928
2.886	Filiales No Petroleras y Otros	4.634	3.937	4.325	3.437	1.860	1.311	19.504
13.538	Total	16.421	31.092	45.360	58.267	53.366	47.661	252.167

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

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 Distrito Punta de Mata en 416 MBD; así como compensar el decrecimiento en el Distrito Furrial, manteniendo una producción promedio de 266 MBD. 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 2009 es aproximadamente 3 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 2009 es aproximadamente 193 millones de dólares.



c. Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco

El Plan Siembra Petrolera contempla la producción de 2.561 MBD de crudo extrapesado en el año 2021, y el desarrollo de cinco 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, el cual contempla la construcción de tres proyectos integrados, desarrollados bajo la figura de empresas mixtas, con participación de hasta 40% para los socios, y consisten en la producción de crudo extrapesado en las siguientes áreas de la FPO:



DESARROLLO CARABOBO I	CARABOBO I - C1 NORTE (203,3 KM ²)
	CARABOBO I - C2 CENTRAL (179,8 KM ²)
DESARROLLO CARABOBO II	CARABOBO II - C2 NORTE (132,3 KM ²)
	CARABOBO II - C4 OESTE (209,8 KM ²)
DESARROLLO CARABOBO III	CARABOBO III - C2 SUR (228 KM)
	CARABOBO III - C3 NORTE (209,8 KM ²)
	CARABOBO III - C5 (110 KM)

Adicionalmente, para el resto de los bloques de la FPO, se adelantaron las negociaciones para los acuerdos con China (CNPC) Junín 4, con Italia (ENI) Junín 5 y Bielorusia (Belorusneft) Junín 1, al igual que se está trabajando sobre Junín 10 de Total-StatoilHydro y Junín 11 con el Consorcio Japonés (Jogmec, Inpex, Mitsubishi).

Por otro lado, según Gaceta Oficial N° 39.189 del 29 de mayo de 2009 se autorizó a la Empresa Mixta Petromacareo, S.A. (60% parte de PDVSA-CVP y 40% de la empresa estatal vietnamita Petrovietnam Exploration Production Corporation, LTD) a realizar operaciones de exploración y mejoramiento de crudo extrapesado en un área de 248 Km² dentro del Bloque Junín 2 de la FPO.

El Proyecto Socialista Orinoco (PSO) en la FPO, se orientó a la planificación detallada y ejecución de proyectos estructurantes en las siete (7) líneas programáticas definidas para ello: vialidad y transporte, electricidad, agua y saneamiento, hábitat y vivienda, salud, educación y socioproductivo. En su planificación

de mediano y largo plazo, el PSO asume la coordinación, desarrollo y ejecución de estos proyectos que significarán el apalancamiento de la actividad petrolera y la 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.

d. Proyecto Gas Delta Caribe Oriental

Consiste en la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos de gas costa afuera, en el oriente del país. Abarca las siguientes instalaciones: 563 Km de tuberías marinas; urbanismo, vialidad y servicios en el complejo industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA); muelle de construcción y servicios; plantas de adecuación y procesamiento de gas; generación de energía eléctrica (900 MW en Güiría y 450 MW en Cumaná, estado

Sucre); redes de transmisión y distribución eléctrica, y plantas de licuefacción.

En el año 2008, se firmó el acuerdo marco para la constitución de las empresas mixtas para los trenes de licuefacción 1 y 2, con una capacidad de 4,7 millones de toneladas por año (MMTA) GNL cada uno. La participación de socios en los trenes se menciona a continuación:

- **Tren 1:** PDVSA 60%, GALP Energía 15%, Qatar Petroleum International 10%, Chevron 10% y Mitsubishi-Mitsui 5%.
- **Tren 2:** PDVSA 60%, GALP Energía 15%, Energía Argentina S.A. (ENARSA) 10%, ITOCHU 10% y Mitsubishi-Mitsui 5%.

En septiembre de 2008, se suscribieron Memoranda de Entendimiento (MDE) entre PDVSA y las empresas Integrated Energy Company (ENI), Petrolíam Nasional Berhad Oil Company (PETRONAS), Empresa Energía de Portugal (EDP) y GAZPROM Group, para desarrollar un programa exploratorio en los bloques costa afuera de Blanquilla y Tortuga, orientados al descubrimiento y cuantificación de reservas adicionales de gas natural no asociado, las cuales están orientadas a la constitución de una empresa mixta para la construcción y operación de un proyecto integrado de producción de gas natural no asociado y licuefacción en el Tren-3 de GNL del Proyecto Gas Delta Caribe Oriental.

Para el año 2009 arribaron a la República los primeros equipos y materiales (válvulas, hornos, compresores, enfriadores, bombas, transmisores y medidores de nivel, esterilizados y accesorios de tuberías), para la instalación de la Planta de Acondicionamiento de Gas al Mercado Interno (PAGMI) dentro del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).

El proyecto tiene un presupuesto aprobado de 8.811 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2014. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 817 millones de dólares.

e. Complejo Criogénico de Occidente (CCO)

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.

El proyecto contempla la construcción y puesta en operación de la siguiente infraestructura:

- Dos (2) trenes de extracción con capacidad para procesar 950 MMPCD de gas natural, producir 62 MBD de etano y hasta 70 MBD de LGN. Un (1) 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 Complejo Criogénico de Occidente (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 a finales del año 2013. El monto ejecutado de las obras en progreso, al 31 de diciembre de 2009, es de aproximadamente 340 millones de dólares.

f. Proyecto Gas Anaco (PGA)



Este proyecto tiene como objetivo la construcción de seis (6) centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.800 MMPCND de gas y 39 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, Aguasay y La Ceibita / Soto-Mapiri, 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, para garantizar la toma oportuna y eficiente de decisiones por parte de la Gerencia de Manejo de Gas y Operaciones de Producción.

La inversión total estimada es de 4.426 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 2009 es aproximadamente 1.812 millones de dólares.

g. Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)

El Proyecto AGLA consiste en desarrollar la infraestructura para el acondicionamiento de los volúmenes de gas natural producidos en los campos San Joaquín, Guario y el Roble; para garantizar la integridad mecánica de la infraestructura del centro operativo San Joaquín del PGA; así como la segregación de las corrientes de gas del Distrito Anaco para la alimentación de las plantas de procesamiento de LGN: Extracción San Joaquín (SJE), ACCRO, Refrigeración San Joaquín (RSJ) y IV Tren San Joaquín.

El costo total estimado del proyecto es de 287 millones de dólares, y se estima que culmine en el año 2012. El monto ejecutado de las obras en progreso, al cierre del año 2009 es de aproximadamente 17 millones de dólares.

h. Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)

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 a Amuay, estado Falcón), a fin de cubrir la demanda de gas en el occidente del país, expandir la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación y, promover el desarrollo industrial y comercial en las áreas cercanas a la construcción de este sistema de transmisión. 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) para interconectar el Sistema Anaco-Barquisimeto con el Sistema Ulé-Amuay, garantizar el

suministro de gas al Centro de Refinación Paraguaná (CRP) y, a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica.

Durante el año 2009, se finalizaron los trabajos de completación mecánica de la Planta Compresora Morón, la cual tiene un tren en operación y dos trenes disponibles como respaldo del tren en operación, con un volumen entregado de 297 MMPCD (247 ICO + 50 Morón-Barquisimeto), actualmente se encuentran en ejecución trabajos menores de electricidad y paisajismo, entre otros.

La inversión estimada del Proyecto ICO es 884 millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente es de 87 millones de dólares.



i. Jose 250

El proyecto tiene como objetivo incrementar la capacidad de procesamiento de gas asociado generado en los campos de Anaco y el norte de Monagas, para satisfacer la demanda del mercado doméstico y el suministro de gas inyectado a los procesos de recuperación secundaria de los campos petroleros del norte del estado Monagas. Este proyecto incluye la construcción y puesta en marcha del IV Tren de extracción en la Planta de San Joaquín (1.000 MMPCD); V Tren de fraccionamiento (50 MBD) y ampliación del Terminal Marino en el Complejo José Antonio Anzoátegui; poliducto San Joaquín - Complejo José Antonio Anzoátegui (113 Km); Planta de Control de Punto de Rocío en Pirital; ampliación del sistema de poliductos y proyecto etano. La inversión total estimada en este proyecto es de 4.509 millo-

nes de dólares y se estima que culmine en el año 2015. Al cierre del año 2009, el monto de las obras en progreso ejecutadas es aproximadamente de 320 millones de dólares.

j. Proyecto Mariscal Sucre

El proyecto tiene como objetivo desarrollar, 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 Paria, para producir hasta 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado. El proyecto está ubicado al norte de la Península de Paria y cuenta con un área aproximada de 4.750 Km², con profundidades del agua que varía entre los 90 Mt al oeste y 150 Mt al este. Se estima la perforación de 36 pozos, de los cuales 24 son submarinos y 12 de superficie, y adicionalmente la construcción de 2 plataformas de producción.

Para el año 2009 se realizó la perforación del pozo Cruz de Mayo (DR4A), hasta una profundidad de 7.775 pies, desarrollando con éxito pruebas de las arenas CUB-D y CUB-EI, produciendo gas seco. Se dio inicio a la Fase I de Perforación del pozo DR5A en la localización DPSSD10 del campo Dragón. La producción será utilizada para suplir prioritariamente el mercado interno y apoyar los proyectos de conversión a gas de la totalidad de las centrales termoeléctricas del país, el proyecto GNV y el Plan Nacional de Gas Doméstico.

El proyecto tendrá una inversión aproximada de 10.849 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 2009 es aproximadamente 1.015 millones de dólares.

k. Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)

El proyecto 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 Güiría, hasta los centros de consumo en los estados Sucre, Nueva Esparta y norte de los estados Anzoátegui y Monagas, así como satisfacer la demanda de gas en el área de mercado interno en refinación, sector industrial y doméstico. El proyecto se inició en el año 2004 y se 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 2009 es aproximadamente 669 millones de dólares.





I. Gasificación Nacional



El proyecto tiene como objetivo gasificar 23 estados de la República de Bolívariana de Venezuela mediante la instalación de redes de tubería pead (polietileno de alta densidad) y líneas internas de acero galvanizado; fortaleciendo las organizaciones del poder popular y favoreciendo el desarrollo comunitario, privilegiando dichas organizaciones (EPS, Consejos Comunales, entre otras); además de aumentar el nivel de calidad de vida de la población, dándole prioridad a las comunidades de menores recursos, garantizando así el suministro continuo de este combustible, generando empleos, estableciendo una economía del servicio y tarifas sociales por la construcción de redes de distribución de gas metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios a los sectores doméstico y comercial, a través de la instalación de 48.900 Km. de infraestructura de redes de distribución, para beneficiar a 3.260.000 familias. Su fecha estimada de culminación es en el cuarto trimestre del año 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 499 millones de dólares.

m. 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 Km² dividida en cinco bloques:

BLOQUE	ÁREA (km ²)
1	64
2	169
3	4.031
4	1.433
5	3.744
Total	9.441



Este proyecto incluye cuantificar un volumen de reservas entre 6 y 10 BPC. Se prevé una producción de gas de 1.000 MMPCND, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la explotación; adicionalmente, incluye la infraestructura de transporte (gasoducto) hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA). La Plataforma Deltana posee expectativas por el orden de los 38 BPC de gas. Su ubicación es la extensión de la cuenca oriental de la República Bolivariana de Venezuela (en el área Trinitaria la denominan Columbus). Se encuentra al Sureste de Trinidad y al Noreste del Delta Amacuro. Este proyecto contempla la participación de ChevronTexaco, Statoil y Total en los bloques 2, 3 y 4, respectivamente, para culminar la exploración.

En el Bloque 4 de la Plataforma Deltana, las empresas StatoilHydro y Total culminaron en el año 2008 el programa mínimo exploratorio requerido por la licencia de gas, logrando éxito exploratorio en Cocuina, donde cuantificaron 0,3 BPC de reservas probadas. Durante el año 2009 se completaron los estudios de Ingeniería Conceptual, así como estudios de Geología y Geofísica. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 249 millones de dólares.

n. 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 20 centros de conversión en instalaciones de PDVSA para ser operados por EPS y la contratación de 183 centros de conversión, con el fin de convertir 465.881 vehículos para uso de GNV en 12 estados durante el período 2006-2012, incluyendo el aporte de las ensambladoras y comercializadoras, de acuerdo con la resolución 191, publicada en Gaceta Oficial N° 38.967. A la fecha se ha completado la instalación de 5 puntos de expendio y la reactivación de otros 133 en estaciones de servicio. Para la conversión de vehículos se cuenta con 130 centros de conversión contratados y operativos, de los cuales 4 son propiedad de PDVSA, y 5 centros de conversión móviles adicionales que se encuentran 100% fabricados. Desde el inicio del proyecto se han logrado convertir 19.185 vehículos al uso dual de combustibles (gas-gasolina), de los cuales 14.161 corresponden al año 2009. Adicionalmente la ensambladora Toyota ha reportado 4.960 vehículos convertidos para un total de 24.145 conversiones.

Por otra parte, para dar cumplimiento al Artículo 15 de la Resolución 064 de la Gaceta Oficial N° 39.181, de fecha 19 de mayo de 2009, donde se establece que 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, se firmó convenio con las ensambladoras: Veniran Auto (modelo Centauro), Toyota (modelo Corolla), Ford (modelo Fiesta) y Chrysler (modelos Caliber y Cherokee). El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 318 millones de dólares.

o. Proyecto Rafael Urdaneta

El propósito de este proyecto está orientado hacia la ejecución de actividades de exploración en el Golfo de Venezuela, principalmente en los campos Róbal, 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.

El área destinada a exploración fue dividida en 29 bloques, de los cuales se otorgaron licencias exploratorias a ChevronTexaco para el Bloque Cardón III, Repsol YPF y ENI para el Bloque Cardón IV, Gazprom en los Bloques Urumaco I y II, Petrobras y Teikoku en el Bloque Moruy y Petropars en el Bloque Cardón II. Se estima una inversión total de 1.960 millones de dólares hasta el año 2015.

En este proyecto 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 Paraguaná (CRP), en el estado Falcón, lo cual significa que el desarrollo de este campo podrá realizarse en un corto período de tiempo.

p. 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 PLC, aumentando así la producción de combustibles para cubrir la demanda interna y de exportación, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera. Consiste en diseñar, procurar, construir, instalar y poner en marcha las unidades para procesar un total de 210 MBD distribuidos en 170 MBD de crudo Merey 16° API y 40 MBD Santa Bárbara 40° API. La inversión total estimada es 6.877 millones de dólares y su culminación está prevista para el año 2013. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 620 millones de dólares.

q. Conversión Profunda en la Refinería El Palito

Este proyecto tiene como objetivo la adecuación de la Refinería El Palito para satisfacer los requerimientos de calidad de produc-



tos de acuerdo a las tendencias de mercados nacionales y mundiales, garantizando el procesamiento de 140 MBD de crudos pesados (22° API), con mínima producción de residuales, obteniendo gasolinas y destilados con calidad de exportación, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. La inversión total estimada es 6.050 millones de dólares y se estima culminarlo en el año 2014. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 215 millones de dólares.

r. Fraccionamiento Craqueo Catalítico (FCC) del CRP

El proyecto FCC estuvo orientado en elevar la capacidad de procesamiento en la planta de Fraccionamiento Craqueo Catalítico de la Refinería Cardón, en 15%, para llegar a 89 MBD. La implementación de este proyecto culminó a finales del año 2009, logrando reemplazar exitosamente el conjunto reactor/despojador de la unidad de FCC, adecuar unidades de planta gas 2, tratadoras de Propano-Propileno (P-P), Butano-Butileno (B-B) y Dietanol Amina (DEA), y nuevas unidades tratadoras de gasolinas, para manejar la producción adicional. Este proyecto permitió 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. La inversión total de este proyecto fue de 789 millones de dólares. Para el año 2010 se estará culminando con el cierre administrativo del proyecto.

s. Construcción de Nuevas Refinerías en la República Bolivariana de Venezuela

Se está diseñando la Refinería Cabruta para procesar inicialmente 200 MBD de petróleo de 8,5° API de la FPO. Su propósito es producir insumos para la industria petroquímica (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 2016; en una segunda etapa, como refinería de combustibles para mercado local (año 2021); y por último, como refinería para producir insumos básicos petroquímicos (año 2026). La refinería se ubicará en Cabruta, al sur del estado Guárico.

La Refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 100 MBD de Guafita Blend de 28° API, orientada a satisfacer la demanda regional del mercado de combustible. El Proyecto consiste en la instalación y arranque en el año 2012 de las Unidades de Destilación Atmosférica, servicios industriales y auxiliares y construcción de edificaciones, para procesar 30 MBD de crudo; en el año 2013, se iniciarán las operaciones de las Unidades de Destilación al Vacío, Craqueo Catalítico Fluidizado, Reformación Catalítica, Hidrotratamiento (HDT) de Naftas, HDT Diesel, HDT VGO, Tratamiento de Kerosén y Planta de Asfalto para procesar 60 MBD del mismo crudo. Para la Fase II, se incrementará la capacidad de procesamiento a 100 MBD. El proyecto contempla la construcción de una planta de generación eléctrica de 100 MW: 30 MW para la Refinería Batalla de Santa Inés, 30 MW para la División Centro Sur y 40 MW para la Comuna de Santa Inés.

La Refinería Zulia está diseñada para procesar 200 MBD de petróleo pesado de 17° API, abarcando toda la cadena del negocio, desde productos refinados hasta especialidades, en sinergia con el desarrollo petroquímico, contribuyendo a la valorización de la cesta de productos de PDVSA. Se espera que las operaciones comiencen en el año 2021.

La inversión total estimada de la Refinería Cabruta es 19.928 millones de dólares, la Refinería Batalla de Santa Inés es 1.326 millones de dólares y la Refinería Zulia es 3.500 millones de dólares.

I

PRINCIPALES ACTIVIDADES



1 | EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN





Las actividades de exploración son realizadas en territorio venezolano y en otros países como Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina 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 prevalecientes. 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 2009, la producción fue de 1.099,5 MMBls de petróleo (3.012 MBD), lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2009 de 63.840,5 MMBls. La producción comer-



cial 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 2009, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.352 MMBls, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.386 MMBls; en la cuenca Oriental es de 20.102 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 2009:

Reservas y Producción de la República Bolivariana de Venezuela:

Cuenca	Probadas (1)	Probadas Desarrolladas	2009 Producción	Relación Reservas Probadas / Producción
	(MMBls al 31/12/2009)		(MBD)	(años)
PETRÓLEO				
Maracaibo-Falcón	20.043	5.495	943	58
Barinas-Apure	1.556	283	71	60
Oriental (2)	189.499	9.276	1.998	260
Carúpano	75	-	-	-
Total Petróleo	211.173	15.054	3.012	192
GAS NATURAL en MMBpe (3)				
Maracaibo-Falcón	5.886	1.101	140	115
Barinas-Apure	64	29	7	25
Oriental (4)	22.348	5.194	552	111
Carúpano	2.543	-	-	-
Total Gas Natural en MMBpe	30.841	6.324	699	121
Total Hidrocarburos en MMBpe	242.014	21.378	3.711	179

(1) Desarrolladas y no desarrolladas.

(2) Incluye petróleo extrapesado: reservas probadas de 170.265 MMBls, reservas probadas desarrolladas por 4.749 MMBls, producción de 729 MBD y relación reservas probadas/producción de 640 años.

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

(4) Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 5.066 MMBpe al 31 de diciembre de 2009.

Al 31 de diciembre de 2009, el petróleo y el gas natural representaron 87% y 13%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de petróleo y gas natural sobre una base equivalente de petróleo.

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 2009:

Reservas Probadas y Producción de los principales campos					
Para el año terminado el 31 de diciembre de 2009					
Nombre del Campo	Ubicación (Nombre del estado)	Producción 2009 (MBD)	Año del Descubrimiento	Reservas Probadas (MMBls)	Relación de Reservas Probadas/ Producción (años)
Zuata Principal	Anzoátegui	247	1985	40.362	448
Iguana Zuata	Anzoátegui	-	1981	31.285	-
Cerro Negro	Monagas	176	1979	22.491	350
Cerro Negro	Anzoátegui	71	1979	18.984	733
Machete	Guárico	-	1955	14.010	-
Zuata Norte	Anzoátegui	31	1981	9.320	824
Lache	Anzoátegui	-	1979	6.711	-
Río Negrino	Anzoátegui	-	1979	6.224	-
Huyapari	Anzoátegui	125	1979	3.592	79
Tía Juana Lago	Zulia	128	1925	3.590	77
Mamo	Anzoátegui	-	1980	2.668	-
Makiritare	Anzoátegui	-	1979	2.148	-
Bare	Anzoátegui	101	1950	2.009	54
Mulata	Monagas	245	1941	1.890	21
Bloque VII: Ceuta	Zulia	124	1956	1.669	37
Bachaquero Lago	Zulia	81	1930	1.611	54
Farante	Anzoátegui	-	1980	1.588	-
Kuripaco	Anzoátegui	-	1980	1.488	-
El Furrial	Monagas	414	1986	1.474	10
Dobokubi	Anzoátegui	11	1981	1.427	355
Guahibo	Anzoátegui	-	1979	1.404	-
Boscán	Zulia	90	1946	1.379	42

Reservas de Petróleo

Los niveles de las reservas probadas de petróleo, al cierre del año 2009, se ubicaron en 211,2 MMMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20,0 MMMBls Maracaibo-Falcón; 1,6 MMMBls Barinas-Apure; 189,5 MMMBls Oriental y, 75 MMBls Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 170,3 MMMBls de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 1,7 MMMBls y a crudo extrapesado 168,6 MMMBls. La FPO pertenece a la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela.

Durante el año 2009, se destaca la incorporación de 39.949 MMBls de reservas probadas, de los cuales 23 MMBls fueron por descubrimientos y 39.926 MMBls por revisiones, principalmente realizadas en la FPO, dentro del Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR). En el año 2008, el incremento de las reservas fue de 74.143 MMBls; en el año 2007, 13.198 MMBls; en el año 2006, 8.504 MMBls y en el año 2005, 623 MMBls.

En cuanto a la tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido, tenemos que en los años 2009, 2008, 2007, 2006 y 2005, fue de 3.622%, 6.194%, 1.154%, 713% y 52%, 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 2009, 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 2009, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 192 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 57% en la incorporación de reservas de petróleo, es decir 134 MMMBls de los 235 MMMBls planificados hasta el año 2010.



Reservas de Gas Natural

La República Bolivariana de Venezuela cuenta con reservas probadas de gas natural que ascienden a 178.877 MMMPCN (30.841 MMBpe) al 31 de diciembre de 2009, de los cuales 29.384 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, 27.599 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 2009, se inyectaron 1.034 MMMPCN con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 41% del gas natural que se produjo.

Las reservas de gas por cuenca, se distribuyen de la siguiente manera: 5.886 MMBpe Maracaibo-Falcón, 64 MMBpe Barinas-Apure, 22.348 MMBpe Oriental y 2.543 MMBpe Carúpano. Durante el año 2009, se incorporaron 748 MMBpe, de los cuales 26 MMBpe fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos y 722 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 2009

Expresadas en millones de barriles (MMBls), a menos que se indique lo contrario	2009	2008	2007	2006	2005
RESERVAS PROBADAS					
Condensado	1.844	1.788	1.826	1.870	1.833
Liviano	10.390	9.867	9.981	9.735	9.747
Mediano	10.822	11.333	11.939	12.345	12.456
Pesado	17.852	17.724	17.458	17.391	17.533
Extrapesado (1)	170.265	131.611	58.173	45.983	38.443
Total petróleo	211.173	172.323	99.377	87.324	80.012
Relación de Reservas/Producción (Años)					
	192	144	87	73	67
Gas natural (MMMPCN)	178.877	176.015	170.920	166.249	152.264
Gas natural (MMBpe)	30.841	30.347	29.469	28.664	26.252
Total hidrocarburos en MMBpe	242.014	202.670	128.846	115.988	106.264
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS					
Condensado	399	346	381	407	321
Liviano	2.209	2.221	2.404	2.760	2.359
Mediano	2.875	3.431	3.747	4.812	5.026
Pesado	4.822	4.631	5.024	5.333	5.406
Extrapesado	4.749	5.669	3.981	6.308	3.826
Total Petróleo	15.054	16.298	15.537	19.620	16.938
Gas natural (MMMPCN)	36.682	38.682	105.154	110.108	106.726
Gas natural (MMBpe)	6.324	6.669	18.130	18.985	18.401
Total hidrocarburos en MMBpe	21.378	22.967	33.667	38.605	35.339
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de reservas probadas					
Petróleo	7%	9%	16%	22%	21%
Gas natural	21%	22%	62%	66%	70%

(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 2009 en 168.600 MMBls, aproximadamente.

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2009 se destaca el descubrimiento de seis nuevos yacimientos: uno como resultado de la perforación del pozo SAB-1X (nueva provincia gasífera al sureste del área tradicional de Barinas), cuatro mediante la perforación del pozo PAG-9X y uno con la perforación del pozo J-496X.



b. Exploración

La actividad exploratoria durante el año 2009, fue realizada de conformidad con lineamientos estratégicos, enmarcados en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007–2013 y las directrices de PDVSA establecidas en el Plan Siembra Petrolera (PSP), específicamente en el 4to eje, referido al crecimiento de áreas tradicionales.

Como resultado de la gestión llevada a cabo durante el año 2009, se logró la incorporación de reservas (probadas y probables) de 85,8 MMBIs de petróleo y 402,8 MMMPCG de gas, asociadas a nuevos descubrimientos, mediante la perforación, evaluación y completación de tres pozos: SAB-1X (centro sur), PAG-9X y J-496X (oriente).

Esfuerzo de Exploración (Reservas Probadas+Probables)

Área	Localización	Pozo	Probadas		Probables		Total (Probadas+Probables)	
			MMBIs	MMMPCG	MMBIs	MMMPCG	MMBIs	MMMPCG
Oriente	PARAMÁN-AX	PAG-9X	5,4	58,4	1,4	35,0	6,8	93,4
Oriente	JUSEPÍN NE-AX	J-496X	22,0	54,0	57,0	138,0	79,0	192,0
Centro Sur	SABANETA-AX	SAB-1X	-	59,6	-	57,8	-	117,4
Total			27,4	172,0	58,4	230,8	85,8	402,8

La actividad llevada a cabo por los proyectos de estudios exploratorios 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 período enero-diciembre de 2009 se ejecutaron 26 Proyectos de Estudios Exploratorios (20 en el ámbito nacional

y 6 en el ámbito internacional), de los 29 planificados (25 en el ámbito nacional y 4 en el ámbito internacional), los cuales tenían como objetivo investigar un volumen total de expectativas de 11.937 MMBls de crudo y 74.979 MMMPC de gas. El total de expectativas de los proyectos nacionales fue de 8.347 MMBls de crudo y 39.094 MMMPC de gas, geográficamente ubicados en las regiones de oriente, occidente, centro sur y costa afuera. Para los proyectos de estudios a nivel internacional, el volumen de expectativas a investigar fue de 2.953 MMBls de crudo y 25.159 MMMPC de gas, ubicados en las repúblicas de Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina y Uruguay, como parte de los acuerdos suscritos entre el Estado venezolano y los países indicados. Adicionalmente, en julio de 2009, PDVSA fue invitada por la República de Zambia a participar en el proceso de licitación de 23 bloques, para lo cual se están realizando los procesos administrativos para la compra del "Data Pack", con la información geológica y datos de pozos, para realizar el análisis y decidir si participar o no en la licitación.

Al cierre del período, se finalizaron cinco proyectos nacionales: dos ubicados en la región de oriente (Travi-Cotoperí y Roblote), uno en occidente (Sur del Lago) y dos en centro sur (Guaramacal-Barrancas y Reexploración Guafita-La Victoria). Como resultado de estos estudios se identificaron 17 nuevas oportunidades con volúmenes de expectativas en el orden de 2.033 MMBls. de crudo y 3.037 MMMPC de gas. En cuanto al resultado de la ejecución de los proyectos internacionales, finalizaron tres: Bolivia, Cuba y Argentina (Fase I).

Durante el año 2009, se continuó la ejecución de los proyectos en el área costa afuera, los cuales permitirán validar expectativas de crudo y gas en oportunidades cuyas profundidades de agua son menores a 500 mt. En el área costa afuera occidental, se identificaron tres prospectos exploratorios, de los cuales se propuso la perforación del prospecto Barracuda-AX. Adicionalmente, se propuso adquirir sísmica 3D en el área, con la finalidad de incorporar nuevas oportunidades y reevaluar las oportunidades ya existentes en la base de recursos. Por otra parte, en costa afuera central, continúa la revisión de las oportunidades existentes en la base de recursos del área Blanquilla Este y Blanquilla Oeste. También se dio inicio a la reevaluación de la prospectividad en el área costa afuera oriental.

En cuanto a la actividad operacional de Geofísica, durante el año 2009 se adquirieron 1.893 Km² de sísmica tridimensional en el área costa afuera del proyecto Dragón Norte 08G, para un total acumulado de 2.771 Km², el cual contempla los 878 Km² adquiridos durante la gestión 2008. Al cierre del año 2009 esta data está siendo procesada. Adicionalmente, se completaron las operaciones del proyecto de sísmica tridimensional Oro Negro 07G 3D, en el occidente del país, para el cual se grabaron los



761 Km² de líneas sísmicas previstas en el plan; sin embargo, se apreciaron algunas arenas de interés en los bordes de la poligonal del levantamiento, lo que hizo necesario delimitarlas a través de la grabación de 42 Km de datos sísmicos bidimensionales. Al cierre del año 2009, este levantamiento se encuentra en la fase de procesamiento con un avance de 26%. Por otra parte, se iniciaron las actividades de construcción del campamento del levantamiento sísmico Mantecal 2D, en el área de Apure, División Centro Sur. Se estima dar inicio a las actividades de topografía y adquisición de los datos sísmicos a principios del año 2010. Asimismo, se culminó durante el mes de octubre el procesamiento del proyecto de adquisición sísmica Barinas Oeste 05G 3D, en la División Centro Sur.

En relación con la actividad operacional de perforación exploratoria, se trabajaron cinco pozos de los siete planificados, dos en el oriente del país (PAG-9X y J-496X) y tres en el área centro sur (SAB-1X, RUB-1X y profundización GF-219), de los cuales, al cierre del año 2009, fueron completados el PAG-9X, J-496X y SAB-1X. Se continúa con la profundización del pozo GF-219. Por otra parte, el pozo RUB-1X, cuya perforación estuvo alineada con la estrategia de incrementar la exploración en áreas limítrofes para establecer soberanía nacional, fue abandonado por no encontrarse las arenas prospectivas en el intervalo evaluado, aun cuando mostró indicios de gas a nivel de la Formación Mito Juan. Como resultados relevantes del período para esta actividad se pueden mencionar los siguientes:

- El pozo PAG-9X incorporó reservas totales de 6,7 MMBls de crudo y 75,4 MMMPC de gas (yacimientos: OFIJ2 PAG009, OFIIS3 PAG009, OFIH3 PAG009 y OFIF2 PAG009), las cuales fueron aprobadas por el MENPET.
- Por otra parte, el pozo J-496X sometió reservas totales, ante el MENPET de 74,6 MMBls de crudo y 181,1 MMMPC de gas, descubiertas en cuerpos de arenas de la Formación Naricual, miembro superior, yacimiento NARS J 0496. Se puede desta-



car que esta prueba, realizada exitosamente, es la más profunda llevada a cabo hasta ahora en el Campo Jusepín, lo que permite extender el límite de petróleo probado en el área, desde 18.000 a 18.500 pies, aun cuando no se alcanzó la profundidad estimada de 21.500 pies, dejando de investigar 800 pies de columna petrolífera, según los resultados de los pozos vecinos.

- Asimismo, con la perforación del pozo SAB-1X, se sometieron reservas totales ante el MENPET, de 117,4 MMMPC de gas, correspondientes al intervalo del miembro Masparrito, de la Formación Gobernador (yacimiento GOBM SAB001), descubriendo así una nueva provincia gasífera al sureste del área tradicional de Barinas.

Actividad de Perforación					
Número de Pozos					
Actividad de Perforación	2009	2008	2007	2006	2005
Pozos Exploratorios:					
Pozos completados	3	2	5	4	5
Pozos suspendidos	1	-	1	1	-
Pozos bajo evaluación	-	1	-	5	2
Pozos en progreso	-	2	3	2	8
Pozos secos o abandonados	1	-	2	7	1
Total Pozos Exploratorios Trabajados	5	5	11	19	16
Pozos de Arrastre	3	3	8	10	6
Pozos Desarrollados Perforados (1)	495	604	566	543	379

(1) Pozos en progreso, incluye los iniciados en años anteriores. Se encuentran discriminados de la manera siguiente para el año 2009: 438 de PDVSA Petróleo y 57 pozos de PDVSA Gas; esto no incluye 69 pozos de las empresas mixtas Liviano-Mediano y 135 pozos de empresas mixtas de la FPO, para un total de 711 pozos.



c. Producción

El potencial de producción de crudo, en el ámbito nacional, al cierre del año 2009, alcanzó un total de 3.524 MBD, de los cuales 2.574 MBD corresponden a gestión directa (1.001 MBD en oriente, 75 MBD en centro sur, 947 MBD en occidente y 551 MBD en la FPO), 406 MBD corresponden a empresas mixtas liviano-mediano y 544 MBD a las empresas mixtas de la FPO.

En el año 2009, la producción fiscalizada total del petróleo en la República se ubicó en 3.012 MBD.



Producción Fiscalizada de Petróleo Crudo a Escala Nacional
Para los años terminados al 31 de diciembre, en miles de barriles por día

PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO (1)	2009	2008	2007	2006	2005
Gestión directa (2)	2.269	2.382	2.292	2.315	2.109
Empresas mixtas liviano - mediano (3)	349	378	316	241	-
Empresas mixtas de la FPO (4)	394	446	-	-	-
Crudo extrapesado (menos de 8 grados API) (5)	-	-	29	15	61
Participación de PDVSA en las asociaciones de la FPO (4)	-	29	267	219	234
Convenios operativos (3)	-	-	-	116	497
Convenios de exploración a riesgo	-	-	-	1	5
Total producción propia de PDVSA	3.012	3.235	2.904	2.907	2.906
Participación de terceros en las asociaciones de la FPO	-	25	246	343	368
Producción Nación	3.012	3.260	3.150	3.250	3.274

(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 2009 fue de 3.012 MBD, que incluye en gestión directa 2.269 MBD (909 MBD en oriente, 749 MBD en occidente, 71 MBD en centro sur, 504 MBD en la FPO y 36 MBD en PDVSA Gas), empresas mixtas liviano-mediano 349 MBD y empresas mixtas de la FPO de 394 MBD. Durante el año 2009, el costo promedio de producción de petróleo fue de 6,33 \$/Bpe.

En promedio, durante el año 2009, la producción de gas natural nación fue de 6.990 MMPCD (1.138 MMBpe), de la cual 2.800 MMPCD, fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 3.800 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					
En el año terminado al 31 de diciembre de (en miles de barriles por día, a menos que se indique lo contrario)					
Producción de Petróleo	2009	2008	2007	2006	2005
Condensado	103	141	133	125	18
Liviano	578	579	589	642	776
Mediano	941	911	911	1.020	999
Pesado + Extrapesado	1.390	1.604	1.271	1.120	1.113
Total Petróleo	3.012	3.235	2.904	2.907	2.906
Líquidos del Gas Natural	158	162	172	177	165
Total Petróleo y LGN	3.170	3.397	3.076	3.084	3.071
Gas Natural (MMPCD)					
Producción Bruta	6.600	6.904	6.958	7.072	7.008
Menos: reinyectado	2.800	3.081	2.903	3.019	2.920
Gas natural neto (MMPCD)	3.800	3.823	4.055	4.053	4.088
Gas natural neto (MBDPE)	655	659	699	699	705
Total Hidrocarburos en Bpe	3.825	4.056	3.775	3.783	3.776
Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca					
Maracaibo-Falcón	943	1.084	1.130	1.180	1.187
Barinas-Apure	71	81	82	87	88
Oriental	1.998	2.070	1.692	1.640	1.631
Total Petróleo	3.012	3.235	2.904	2.907	2.906
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	931	945	1.067	1.123	1.255
Barinas-Apure	4	46	59	28	17
Oriental	6.055	5.913	5.832	5.921	5.736
Total Gas	6.990	6.904	6.958	7.072	7.008
Precio Cesta Exportación (\$/Bl) (1)	57,01	86,49	64,74	55,21	45,32
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	1,18	1,63	1,21	1,13	0,84
Costos de Producción (\$/Bpe) (2)					
Incluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	6,33	7,10	4,93	4,34	3,93
Excluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	5,64	5,84	4,88	4,01	3,13

(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.

Con la finalidad de fortalecer la Soberanía Operacional y cumpliendo con el marco jurídico de la Ley Orgánica que Reserva al Estado los Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, se realizaron las siguientes actividades:

División Occidente: nacionalización de la actividad Tratamiento e Inyección de Agua, siendo este un proceso estratégico para la soberanía económica de la nación, teniendo como principal beneficio la eliminación de la tercerización y recuperación inmediata de tecnologías asociadas al sistema de inyección de agua, garantizando de esta manera la extracción de 2,3 MMBPN de reservas recuperables de crudo asociado a proyectos de recuperación secundaria. Por otra parte, se recuperó el control de las actividades de Operaciones Acuáticas, nacionalizando la actividad de 914 equipos y 34 muelles, de empresas que sostenían contratación directa e indirecta con PDVSA. El monto anual de los servicios directos contratados estaba por el orden de los 672,4 millones de dólares. Además, durante el año 2009 se concretó la absorción de 8.316 trabajadores a través de la nueva filial PDVSA Operaciones Acuáticas.

División Oriente: dada la importancia y vitalidad de las operaciones de las instalaciones de compresión e inyección de gas, para el mantenimiento de la salida de crudo en las líneas de producción (439 MBD), zonas ubicadas en El Tejero, Furrial y Jusepín, se nacionalizaron tres plantas (IGF, PCJ-9 y PIGAP II). Adicionalmente, se absorbieron 105 trabajadores por PDVSA, garantizando de esta forma su estabilidad laboral.

División Faja: nacionalización de las plantas compresoras de Acema Oritupano, Acema Casma, Oritupano Norte, Orinoco y Las Piedritas, incrementando la capacidad de compresión en 93 MMPCD, lo cual impulsó la creación de empresas mixtas para la fabricación de partes y/o repuestos de los motocompresores.

Continuando con los logros operacionales del 2009, se realizó la perforación del pozo Cruz de Mayo (DR4A), hasta una profundidad de 7.775 pies, desarrollando con éxito pruebas de las arenas CUB-D y CUB-EI, produciendo gas seco; actualmente, el pozo se encuentra suspendido en espera de completación mecánica. Se dio inicio de la Fase I de perforación del pozo DR5A en la localización DPSSD10 del campo Dragón.

Asimismo en la División Faja se obtuvo crudo mejorado de 16° a 22° API con la aplicación de la tecnología venezolana de crudo en superficie (INT-MECS®, Mejoramiento de Crudo en Superficie) usando un solvente de bajo peso molecular (85% de rendimiento); también se logró la reducción de costos a través de la inyección de gas para levantamiento artificial mediante un *Coiled Tubing*, produciendo el crudo por el anular entre la tubería de producción y la de inyección de gas, permitiendo aislar zonas con hueco en el revestidor. Adicionalmente fue puesta en marcha el proyecto tecnológico SAGD y SW-SAGD, como método de recuperación mejorada para crudos extrapesados en el área de la FPO, a fin de mejorar el factor de recobro de reservas de hidrocarburos hasta un 60%. Respecto a la División Occidente, se realizó la perforación exitosa del pozo BA-2657, el cual arrojó una producción promedio 1.000 BPD, con una gravedad 33° API; igualmente, se fabricó en los Talleres Centrales de dicha División, la grapa tipo PLIDCO, de 3 metros de longitud, primera en su tipo en nivel mundial. En lo que respecta a la División Centro Sur, se realizó la instalación y puesta en marcha de siete consolas de operación del SCADA Nacional Guardián del Alba (Sistema de registro de datos y control de supervisión, desarrollado por el Distrito Socialista Tecnológico de PDVSA-AIT, en el estado Mérida), para la supervisión remota de las operaciones de producción del Distrito Barinas.





d. Asociaciones con Terceros

La reactivación de la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP) en el año 2003, ha tenido como propósito la administración y control de todos los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero, y además, asegurar una apropiada vinculación del petróleo con el desarrollo de la economía nacional, en función del bienestar colectivo que promueve, mediante la ejecución de programas y proyectos de infraestructura de servicios, educación, salud integral, economía socialista, poder popular y apoyo a las EPS.

En este sentido, el propósito fundamental de reactivación de la CVP fue centralizar el manejo de los Convenios Operativos de la 1ra, 2da y 3ra Ronda, y tomar acciones dirigidas a restaurar la competencia de regulación y fiscalización de la producción de hidrocarburos, claramente atribuidos en la Ley de Hidrocarburos al MENPET. Posteriormente, en el año 2007, en el marco de

la nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), asume también el compromiso de administrar los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, y los Convenios de Asociación Estratégica de la FPO.

A raíz de dichos acontecimientos, se constituyeron negocios bajo la modalidad de empresas mixtas, en las cuales el Estado posee la mayoría accionaria. Estas 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.

Al cierre del año 2009, han sido constituidas 31 empresas mixtas, segregadas en tres grandes grupos de empresas que en conjunto alcanzan una producción de crudo de 743 MBD, de los cuales 313 MBD corresponden a las empresas mixtas liviano-mediano, 36 MBD a las empresas mixtas costa afuera y 394 MBD a las empresas mixtas de la FPO. 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

Durante 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 1ra, 2da y 3ra 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.

Por otra parte, los contratos contenían cláusulas que podían ser interpretadas según los intereses de quienes los manejaran, sobre todo, en relación con la recuperación de las partidas de gastos de las operadoras, las cuales resultaban, en muchos de los casos, reconocidas sin suficiente justificación, ni razonabilidad de los costos.

En relación con las debilidades contenidas en el manejo de los pagos a convenios operativos se encontraban los siguientes aspectos:

- Los convenios operativos, tal como fueron concebidos, no resultaban ser un buen negocio para la Nación. En los contratos de la 1ra, 2da y 3ra Ronda, no se estipuló el pago de regalías, por lo tanto, las operadoras se vieron exoneradas de este pago al Fisco. Por otra parte, las empresas evadieron el pago del ISLR, aduciendo que el capital no recuperado significaba un gasto que podía ser deducido, para determinar el cálculo de dicho impuesto.
- La mayor parte del riesgo lo asumía PDVSA. Tomando en cuenta que los contratos fueron firmados bajo tarifas y fórmulas de precios que involucraban crudos marcadores internacionales, que en muchos de los casos superaban el precio de venta de PDVSA, cualquier baja en los índices de precios nacionales estaba en desventaja sobre los precios resultantes de las fórmulas aplicadas en los convenios. Por otra parte, los contratos no contemplaban ningún tipo de recortes de producción, en el caso de los de la 1ra, 2da y 3ra Ronda, ni los previstos por la OPEP; en este sentido, las empresas no estaban obligadas a cumplir con lineamientos de recortes, por consiguiente, debía pagárseles toda la producción previamente comprometida. Asimismo, PDVSA debía pagar la regalía en los contratos de la 1ra, 2da y 3ra Ronda, de manera tal que la operadora no aportaba nada al Estado, a pesar de los grandes ingresos percibidos por la explotación de los campos. Estos contratos no estaban sujetos a las leyes venezolanas referidas a las contrataciones de obras, por consiguiente éstas no estaban sujetas a la Ley de Licitaciones, lo que permitía que las contrataciones se realizaran con empresas relacionadas o socias de las operadoras, con lo cual los pagos reconocidos a éstas por los servicios, obras y bienes adquiridos, retornaban nuevamente a su capital.
- Los criterios de gastos e inversiones utilizados en la 1ra, 2da y 3ra Ronda no eran compatibles con los sistemas contables de PDVSA. Si bien en PDVSA existe una clasificación de cos-

tos para inversiones y otra para gastos, dentro de estos contratos ciertos elementos eran considerados como capital, aunque para PDVSA eran catalogados como gastos. Esto permitía que la operadora recuperara, tanto por la vía de los costos de operación como por la vía del capital, conceptos referidos a gastos de operación.

En este sentido, durante el año 2005, el MENPET realizó estudios de carácter jurídico y técnico sobre la situación de los 32 convenios operativos existentes, concluyendo que estos convenios contenían, entre otros elementos, cláusulas de honorarios basadas en el volumen y precio de los hidrocarburos producidos en las áreas, lo cual contravenía la naturaleza de un simple contrato de servicios y resultaba incoherente con la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos.

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.

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



De esta manera fueron creadas las empresas mixtas, dando cumplimiento a lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, según la cual PDVSA debe tener mayoría accionaria en los negocios petroleros con terceros. Estas empresas tienen como función principal la exploración, explotación y desarrollo de los campos migrados de los convenios operativos; por lo tanto, dicha producción será vendida a PDVSA, cuya remuneración se realizará a través de una fórmula por tipos de crudos marcadores internacionales.

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, las siguientes 21 empresas mixtas las cuales habían obtenido los respectivos derechos oficiales para desarrollar las actividades primarias, según lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos:

Empresas Mixtas							
Campos	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	Fecha Decreto de Transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País
Mene Grande Quiriquire	Petroquiriquire, S.A.	21/08/06	29/09/06	60.00	40.00	REPSOL (1)	España
Caracoles Intercampo N.	Petrolera Sino-Venezolana, S.A.	28/11/06	29/01/07	75.00	25.00	CNPC (2)	China
Falcón Este Falcón Oeste	Petrocumarebo, S.A.	24/10/06	24 /11/06	60.00	40.00	VGO (3)	Venezuela
Ambrosio Pedernales	Petrowarao, S.A.	09/08/06	29/09/06	60.00	40.00	PERENCO (4)	Francia
Cabimas	Petrocabimas, S.A.	02/10/06	24/11/06	60.00	40.00	SEPCA (5)	Venezuela
Kaki	Petrolera Kaki, S.A.	28/11/06	29/01/07	60.00	40.00	INEMAKA (6)	Venezuela
Casma-Anaco	Petrocuragua, S.A.	18/10/06	24/11/06	60.00	40.00	OPEN (7)	Venezuela
Colón	Baripetrol, S.A.	09/08/06	29/09/06	60.00	40.00	TECPETROL (8)	Argentina
Onado	Petronado, S.A.	15/09/06	24/11/06	60.00	40.00	CGC (9)	Argentina
Oritupano-Leona	Petroritupano, S.A.	04/09/06	29/09/06	60.00	40.00	PETROBRAS (10)	Brasil
La Concepción	Petrowayu, S.A.	04/09/06	29/09/06	60.00	40.00	PETROBRAS	Brasil
Acema	Petroven-Bras, S.A.	04/09/06	29/09/06	60.00	40.00	PETROBRAS	Brasil
Mata	Petrokariña, S.A.	31/08/06	24/11/06	60.00	40.00	PETROBRAS	Brasil
Boscán	Petroboscán, S.A.	11/08/06	29/09/06	60.00	40.00	Chevron (11)	EE.UU.
LL-652	Petroindependiente, S.A.	11/08/06	29/09/06	74.80	25.20	Chevron	EE.UU.
Monagas Sur	Petrodelta, S.A.	03/10/07	23/10/07	60.00	40.00	Harvest V. (13)	EE.UU.
Guárico Oriental	Petroguárico, S.A.	25/10/06	24/11/06	60.00	40.00	Teikoku (14)	Japón
DZO	Petroperijá, S.A.	21/09/06	24/11/06	60.00	40.00	BP (15)	Reino Unido
Boquerón	Boquerón, S.A.	10/11/06	24/11/06	60.00	40.00	BP	Reino Unido
B-2X 70/80	Lagopetrol, S.A.	05/12/07	11/01/07	69.00	31,00	Hocol (16)	Francia
Urdaneta Oeste	Petroregional del Lago, S.A	10/08/06	29/09/06	60.00	40.00	Shell (17)	Reino Unido
Promedio de Participación				61,85	38,15		

- (1) **REPSOL**: Refinería de Petróleos de Escombreras Oil - YPF S.A.
(2) **CNPC**: China National Petroleum Corporation a través de su subsidiaria CNPC Venezuela B.V.
(3) **VGO**: Vinccler a través de su subsidiaria Vinccler Oil and Gas, C.A.
(4) **PERENCO**: Perenco Venezuela Petróleos y Gas ETVE, S.L.
(5) **SEPCA**: Suelopetrol Exploration & Production, C.A.
(6) **INELECTRA S.A.C.A.**: a través de su filial INEMAKA Exploration & Production Company Ltd.
(7) **OPEN**: Operaciones de Producción y Exploraciones Nacionales, S.A.
(8) **Tecpetrol**: Tecpetrol de Venezuela S.A.
(9) **CGC**: Compañía General de Combustibles S.A.
(10) **PETROBRAS**: Petróleo Brasileiro S.A.-Petrobrás.
(11) **Chevron**: a través de su subsidiaria Chevron Boscan B.V.
(12) **Chevron**: Chevron Lago Maracaibo B.V.
(13) **Harvest Vinccler C.A.**
(14) **Teikoku**: Teikoku Oil Co., Ltd. a través de su subsidiaria Teikoku Oil & Gas Venezuela, S.A.
(15) **BP**: British Petroleum Venezuela Holding Limited (BP).
(16) **Hocol Venezuela B.V.** filial de Maurel et Prom.
(17) **Shell**: Shell Exploration and Production Investments B.V.

En esta nueva opción del negocio petrolero, PDVSA participa con socios privados nacionales e internacionales, con la mayoría accionaria; por consiguiente, la Junta Directiva, las Gerencias Operacionales y Administrativas, son controladas, en la mayoría de las empresas, por PDVSA. El número de miembros que conforman las Juntas Directivas es de cinco (5), el Presidente y dos directores son personal de PDVSA, el resto de los directores son representantes del socio B. Estos trabajadores que ocupan puestos gerenciales y administrativos son sujetos a evaluación y aprobación por parte de la filial CVP; por lo tanto, todo lo concerniente a elaboración de presupuesto, aprobación de desem-

bolsos, inversiones, costos, entre otros, son controlados y aprobados por PDVSA. La comercialización es totalmente planificada y controlada por PDVSA.

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
<ul style="list-style-type: none"> • Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • Fueron analizadas y discutidas en la Asamblea Nacional, Institución que les dió el visto bueno antes de entrar en vigencia.
<ul style="list-style-type: none"> • Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización. 		<ul style="list-style-type: none"> • 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%.
<ul style="list-style-type: none"> • Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y, el pueblo venezolano. 		<ul style="list-style-type: none"> • Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.
<ul style="list-style-type: none"> • Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía. 		<ul style="list-style-type: none"> • Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.
<ul style="list-style-type: none"> • Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.
<ul style="list-style-type: none"> • Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero. 		<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.
<ul style="list-style-type: none"> • No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional. 		<ul style="list-style-type: none"> • Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.
<ul style="list-style-type: none"> • En los Convenios de 1ra. y 2da. Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP. 		<ul style="list-style-type: none"> • La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del MENPET.
<ul style="list-style-type: none"> • Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo. 		<ul style="list-style-type: none"> • Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.

Disminución en los Costos Reales de PDVSA durante los años 2006 a 2009:

De haberse mantenido el esquema de Convenios Operativos, considerando los precios de venta del crudo durante los años 2006 a 2009, los pagos que se hubieran requerido alcanzarían a 14.762 millones de dólares. No obstante, durante ese mismo

período, los costos y gastos de las empresas mixtas totalizaron 9.608 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 5.154 millones de dólares, tal como se refleja en la siguiente tabla:

Disminución en los Costos Reales de PDVSA durante los años 2006 a 2009

COSTO MMUS\$	2009	2008	2007	2006	TOTAL
CONVENIOS	2.813	4.099	3.718	4.132	14.762
EMPRESAS MIXTAS	1.925	2.553	2.507	2.623	9.608
VARACIÓN ABSOLUTA (AHORRO)	888	1.546	1.211	1.509	5.154
VARIACIÓN%	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 evidencian nuevamente los beneficios fiscales que obtiene el Estado, además de tener el pleno control de las actividades primarias en el sector de Hidrocarburos.

En la tabla que se muestra a continuación, se resumen las variaciones entre la simulación de los convenios de servicios operativos versus los resultados de las empresas mixtas respectivas. En éstas se pueden observar los ingresos adicionales por 4.849 MMUS\$ que ha percibido el Estado durante los últimos cuatro años, producto de la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas.

Participación Fiscal de Las Empresas Mixtas

CONCEPTO / AÑO	2009	2008	2007	2006	TOTAL
REGALÍA	502	398	104	(121)	883
ISLR Y TIMBRE FISCAL	492	396	330	478	1.695
IMPUESTO MUNICIPAL	24	103	178	-	305
APORTES SOCIALES	120	99	48	-	267
OTROS IMPUESTOS	328	1.273	97	-	1.698
EFFECTO TOTAL NACIÓN	1.466	2.269	757	357	4.849

Es importante resaltar que el rubro de las ventajas especiales (3,33% de los ingresos brutos) comprendido por los impuestos municipales y los aportes sociales, sufrió un cambio en su distribución porcentual; el Impuesto Municipal pasó en el último trimestre del año 2009 de 2,22% a 1,11% y el Aporte Social, denominado hoy día como Fondo Social para el Poder Popular (FOPO), el cual estaba establecido como el 1,11% fue incrementado a 2,22%. Como consecuencia de dichos cambios, se puede observar en la tabla precedente la disminución en este rubro respecto a años anteriores.

Asimismo, al comparar el año 2008 (1.273 MMUS\$) con el año 2009 (319 MMUS\$) del rubro de Otros Impuestos, se observa una disminución de 954 MMUS\$. El concepto que más aportó en la variación de la participación fiscal durante el año 2008 se ubicó precisamente en el mencionado rubro, principalmente por la Contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos, la cual fue de 1.188 MMUS\$, mientras que en el año 2009 dicha contribución se vió afectada como consecuencia de la caída de los precios del crudo. Seguidamente se muestra un detalle del mencionado rubro:

Detalle del Rubro Otros Impuestos

Comparación de los años 2008 y 2009.

CONCEPTOS	REAL EMPRESAS MIXTAS 2008	REAL EMPRESAS MIXTAS 2009	VAR (ABS)
DESARROLLO ENDÓGENO	31	30	(1)
CIENCIA Y TECNOLOGÍA	31	12	(20)
ANTIDROGAS	22	56	34
IMPUESTO SUPERFICIAL/SOMBRA	-	221	221
CONTRIBUCIÓN ESPECIAL	1.188	10	(1.179)
APORTE FISCAL (MMUS\$)	1.273	328	(944)

Participación de las Empresas Mixtas en el Desarrollo Social

Un aspecto que diferencia a las empresas mixtas de los convenios operativos, es la política de inversión social hacia las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los campos petroleros.

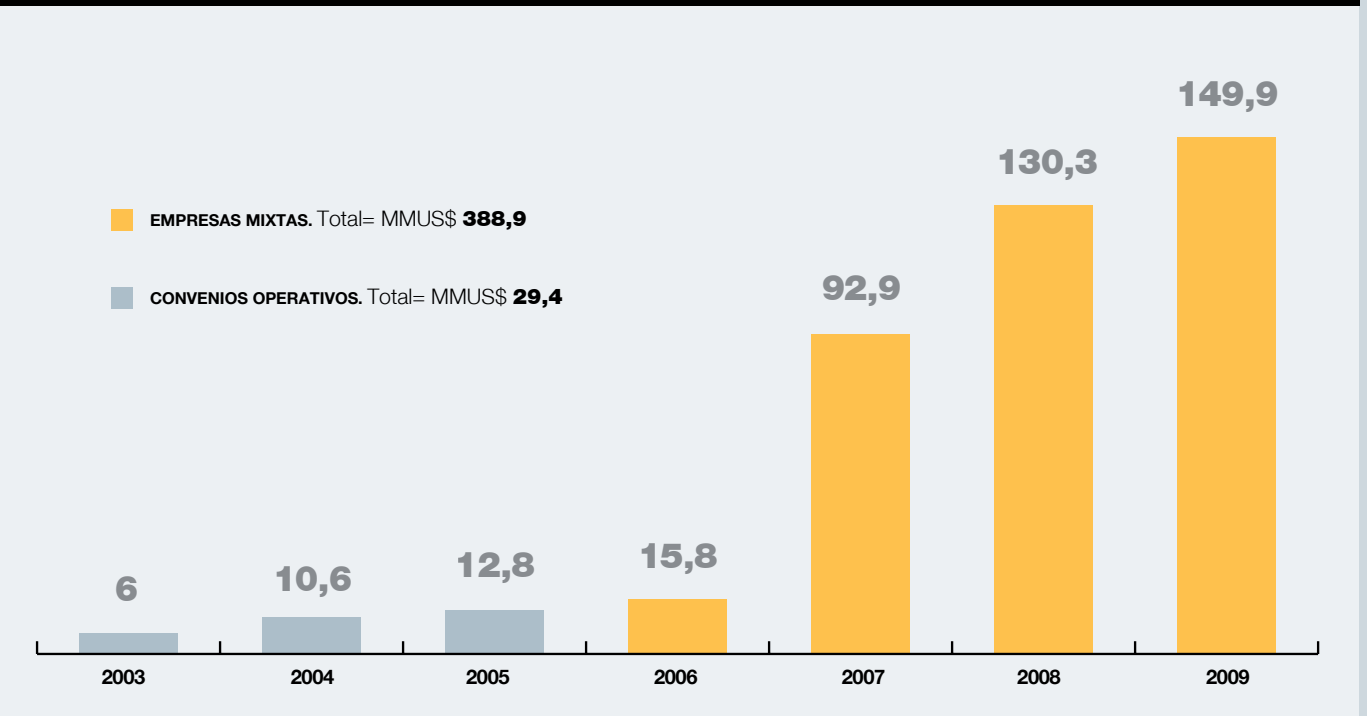
En este aspecto, es importante resaltar que las empresas mixtas tienen dentro de sus responsabilidades apalancar los Núcleos de Desarrollo Endógeno Socialistas (NUDES) en las áreas cercanas a sus campos petroleros; así como apoyar todos los programas sociales a través de los cuales el Ejecutivo Nacional se propone elevar la calidad de vida de la población en educación, salud, vialidad y servicios en general, así como incorporarse a una estrategia nacional de desarrollo sustentable, en total alineación con PDVSA y sus filiales. Ahora PDVSA y las empresas mixtas que sustituyen 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 Comunidades, las alcaldías y las gobernaciones conformando una clara estrategia para el desarrollo social.

El aporte real al desarrollo social de las empresas mixtas durante el año 2009 alcanzó 150 millones de dólares aproximadamente, apoyando fundamentalmente los sectores de educación, salud, infraestructura y servicios, agroproducción, misiones y fortalecimiento del poder comunal, mediante el apoyo a la constitución de los consejos y los bancos comunales. El aporte total de dichas empresas desde su creación hasta el 31 de diciembre de 2009, oscila alrededor de 389 millones de dólares.





Aporte al Desarrollo Social de las Empresas Mixtas





Migración de las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) 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 comercialización en el mercado internacional.

Con la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas, en el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, PDVSA ha recuperado el control sobre esas operaciones, ha disminuido sus gastos, y el Estado ha aumentado la recaudación fiscal y ha beneficiado a las comunidades, a través de la ejecución de programas de desarrollo social.

Como parte de la búsqueda constante en la optimización de sus negocios, CVP ha realizado un Estudio de Factibilidad de Fusión de un grupo de empresas mixtas liviano-mediano, a fin de racionalizar y mejorar el control de los costos e inversiones. Como avance de este esfuerzo, se destaca la firma en el mes febrero del año 2009, de un Acuerdo Conjunto para la fusión de las Empresas Mixtas Petroperijá, S.A. y Baripetrol, S.A., entre la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), y las empresas D.Z.O Holdings B.V. (Holanda), SUIZUM-Serviços de Consuladoria, LDA. (Portugal), Perenco Oil & Gas International Ltd. (Escocia), Vinccler Oil and Gas, C.A. (Venezuela).

En este sentido, las exploraciones en áreas petroleras del país estaban a cargo de consorcios extranjeros como Mobil Venezolana de Petróleo Inc., E.I. Du Pont De Nemours & Co., Enron Oil & Gas Venezuelan Ltd., Amoco Production Company, The Louisiana Land & Exploration Company y Benton Oil and Gas Company, de Estados Unidos; Veba Oil A.G., de Alemania; Elf Aquitaine, de Francia; BP Systems Construction Ltd., de Inglaterra; Nippon Oil Exploration USA Limited, de Japón; y Norcen Energy Resources Limited, de Canadá.

Los desembolsos requeridos por estas asociaciones, para el desarrollo y conclusión de los proyectos, fueron cubiertos mediante el aporte de capital de PDVSA y de los inversionistas, de fondos obtenidos vía financiamiento y de ingresos provenientes de la producción durante el período desarrollado.

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 Negro, 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.



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 memorandos 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 culminó de manera exitosa con la firma del memorando de entendimiento con 11 de las 13

empresas extranjeras que operaban en la FPO y en los convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. De los socios participantes sólo dos de ellos no aceptaron los convenios de migración (ConocoPhillips, en Petrozuata, y ExxonMobil, en Cerro Negro).

Esta nueva asociación entre PDVSA y sus socios privados tiene como propósito el ejercicio de las actividades de exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, de conformidad con el Artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, que rige esta materia.

Dichas empresas actualmente producen crudo extrapesado con un promedio de 8° API y, posteriormente, lo mejoran entre 16° y 32° API, dependiendo de la complejidad de la planta de mejoramiento, con la finalidad de hacer un producto comercialmente más atractivo.

El 1° de noviembre de 2007, se publicó en la Gaceta Oficial N° 38.801, la aprobación de la Asamblea Nacional para la creación de las empresas mixtas y, durante el primer trimestre del año 2008, fueron publicados los decretos de transferencia con lo cual se completó el proceso de constitución de estas empresas:

- **Petropiar, S.A.:** empresa mixta creada para operar el Proyecto Hamaca, constituida por CVP filial de PDVSA y Chevron Orinoco Holdings B.V., con una participación accionaria de 70% y 30%, respectivamente.

- **Petrocedeño, S.A.:** empresa mixta creada para operar el Proyecto Sincor, constituida por la filial CVP, Total Venezuela, S.A. (Total) y Statoil Sincor Netherlands B.V. (Statoil), con una participación accionaria de 60%, 30,32% y 9,68%, respectivamente.
- **Petromonagas, S.A.:** empresa mixta creada para operar el Proyecto Cerro Negro, constituida por la filial CVP y Veoba Oil & Gas Cerro Negro GmbH (filial de BP p.l.c.) con una participación accionaria de 83,33% y 16,67%, respectivamente.
- **Petrozumano, S.A.:** creada para efectuar actividades de exploración y producción en las áreas de los municipios Freites y Aguasay (ubicadas en los estados Anzoátegui y Monagas, respectivamente), constituida por la filial CVP y CNPC Venezuela B.V., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente.
- **Petrolera Bielovenzolana, S.A.:** creada para efectuar actividades de exploración y producción en las áreas del municipio Freites y Lago de Maracaibo (ubicadas en los estados Anzoátegui y Zulia, respectivamente), constituida por la filial CVP y Estatal Enitaria Unión de Empresas Productoras Belorusneft, con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente. Adicionalmente, en mayo 2009 la Asamblea Nacional, mediante el decreto N° 6.772, publicado en Gaceta Oficial N° 38.178, del 14 de mayo del año 2009, aprobó la

Otras empresas Mixtas

Dentro del conjunto de empresa mixtas creadas en el marco de la Nacionalización de la FPO se incluyeron tres, que pertenecen al conjunto de empresas mixtas liviano-mediano:



asignación a la Empresa Mixta Petrolera BieloVenezolana de las áreas denominadas Oritupano Norte y Ostra, ubicadas en el estado Anzoátegui; y el Bloque II Lagunillas en el estado Zulia, para desarrollar actividades primarias de exploración y explotación de hidrocarburos, en adición a las ya establecidas en el Acuerdo de la Asamblea Nacional, del año 2007.

- **Petrolera Indovenezolana, S.A.:** creada para efectuar actividades de exploración y producción en el área de San Cristóbal (ubicada entre los estados Anzoátegui y Guárico), constituida por la filial CVP y ONGC Nile Ganga B.V., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente.
- **Veneziran Oil Company, S.A.:** creada para prestar servicio de ingeniería, construcción, reconstrucción, reparación o cualquier actividad vinculada con plataformas semi-sumergibles, auto-elevadizas y estructuras costa afuera, fijas y móviles, destinadas al desarrollo de proyectos vinculados con costa afuera, constituida por la filial CVP e Irán Marine Industrial Company (SADRA), con una participación accionaria de 61% y 39%, respectivamente.

Acuerdos en Materia de Orimulsión®

En abril de 2001, se firmó un acuerdo de cooperación en materia de Orimulsión® entre Bitúmenes Orinoco, S.A. (BITOR) y **China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation** (CNODC), filial de *China National Petroleum Corporation* (CNPC), el cual tenía como objetivo realizar una serie de pre-inversiones necesarias para determinar, de manera definitiva, la viabilidad del proyecto. El 13 de diciembre de 2001, la Asamblea Nacional de Venezuela autorizó a BITOR para constituir con CNODC una entidad denominada Orifuels Sinoven, S.A. (SINOVENSA).

Dentro del marco de la política de “Plena Soberanía Petrolera” y con la finalidad de optimizar el valor del recurso natural y de utilizar el crudo extrapesado para mezclas, en el año 2006, el MENPET determinó que la producción de Orimulsión® no constituye un uso adecuado de las reservas de petróleo crudo extrapesado; por tal motivo cesó la producción de Orimulsión® en su módulo ubicado en el Complejo José Antonio Anzoátegui, e inició un proceso de negociación de los acuerdos de suministro de Orimulsión® existentes. Como parte de la negociación, algunos clientes han acordado recibir fuel oil en lugar de Orimulsión® y otros han acordado la terminación de sus contratos de suministro.

Durante el año 2007, entre BITOR, CNPC *Exploration and Development Company Limited*, *Petrochina Fuel Oil Company*



Limited (PETROCHINA) y SINOVENSA acordaron: (a) formar una nueva empresa mixta denominada Petrolera Sinovensa, S.A., que se dedicará a la producción de petróleo crudo pesado y/o extrapesado.

Con fecha 1° de febrero de 2008, se publicó el decreto de transferencia en la Gaceta Oficial N°38.863, con lo cual se completó el proceso de constitución de Petrolera Sinovensa, S.A. para efectuar actividades de exploración y producción en el área de Carabobo (ubicada en la FPO en el estado Monagas), constituida por CVP y CNPC Venezuela B.V. con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente.

Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas

Las empresas mixtas que sustituyen a los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas son Petrolera Paría, S.A., Petrosucre, S.A. y Petrolera Güiría, S.A., las cuales suplen a los extintos convenios llamados Golfo de Paría Este, Golfo de Paría Oeste y Golfo de Paría Central, respectivamente. En la actualidad, estas empresas conforman las denominadas Empresas Mixtas Costa Afuera, junto con la empresa mixta Petrowarao, S.A., campo Pedernales (antiguo convenio operativo). En el caso de La Ceiba, PDVSA tomó el control de 100% de participación accionaria.

En la siguiente tabla se muestra la fecha de constitución, la participación accionaria y la fecha de inicio de las operaciones de las nuevas empresas mixtas:

Constitución y Participación Accionaria de las Nuevas Empresa Mixtas

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	40,00	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	16/01/2008	60,00	40,00	SINOPEC (6)	China
PETROSUCRE, S.A.	19/12/2007	16/01/2008	74,00	26,00	ENI (7)	Italia
PETROLERA GÜIRIA, S.A.	10/01/2008	05/03/2008	64,00	36,00	ENI (7)	Italia
PETROLERA SINOVENSA, S.A.	01/02/2008	01/02/2008	64,25	35,75	CNPC (8)	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

(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**: Estatal Unitaria Asociación 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) **ENI**: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V.

(8) **CNPC**: China National Petroleum Corporation a través de su subsidiaria CNPC VENEZUELA B.V.

(9) **BP**: British Petroleum a través de su subsidiaria Veoba Oil & Gas Cerro Negro GMBH.

(10) **ONGC**: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V.

Por otra parte, dentro de la gestión de estas empresas durante el año 2009 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 los mercados de exportación. Seguidamente se mencionan algunas de estas acciones:

- La empresa mixta Petrosucre, a fin de garantizar la disponibilidad de crudo para el mercado de exportación durante al año 2009, ejecutó el Proyecto de Ampliación de las Facilidades Intermedias de Producción (IPF), a fin de incrementar la capacidad de manejo de crudo de 33 MBD a 40 MBD de crudo, con una inversión de 4,2 millones de dólares.
- Otra de las actividades ejecutadas por la empresa mixta Petrosucre, S.A. en el año 2009, que contribuirá a garantizar la disponibilidad de crudo en el mercado, es el 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. Durante el 2009, dicho proyecto obtuvo un avance físico de 27% y se invirtió un total de 87,9 millones de dólares.

- Con el objeto de optimizar el uso de las instalaciones existentes y contribuir a la reducción de los costos, se realizó sinergia entre los mejoradores existentes, donde Petrocedefío, S.A. y Petropiar, S.A., complementaron la carga a estas instalaciones con 19 y 25 MBD de crudo extrapesado, obtenido por esfuerzo propio de PDVSA. Adicionalmente, Petromonagas, S.A. mejoró en sus instalaciones un total de 91 MBD crudo, de los cuales 46 MBD corresponden a la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa, S.A. y al esfuerzo propio de PDVSA, mientras que su producción propia se ubicó durante el año alrededor de 45 MBD.



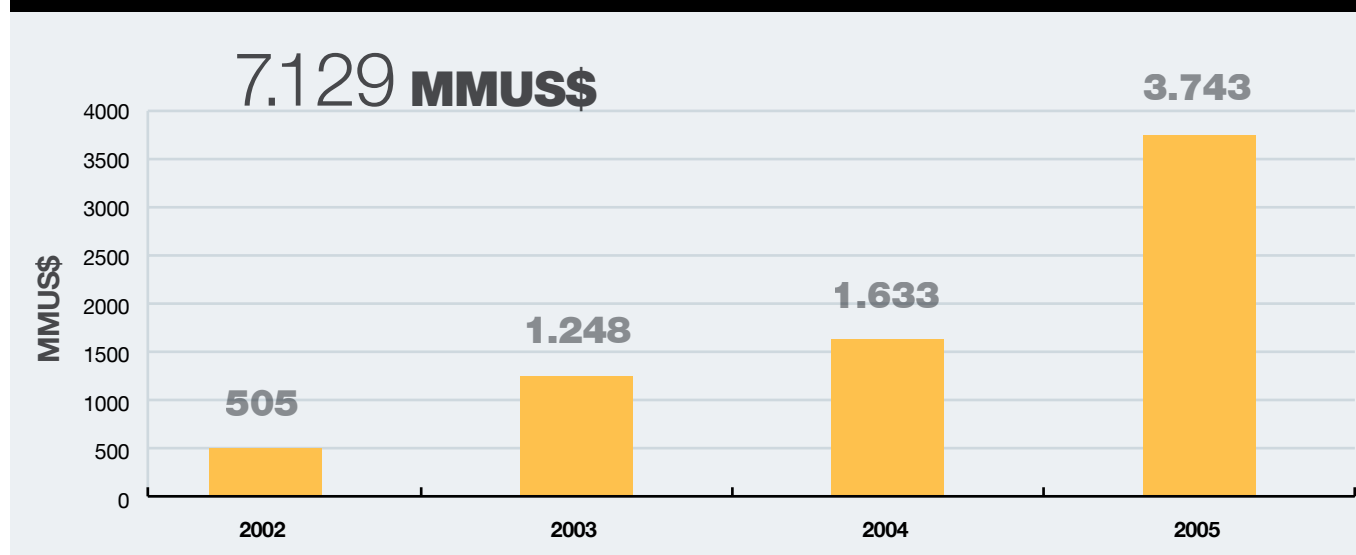
Impacto de las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco en los Resultados Económicos de PDVSA

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 aso-

ciaciones en progreso, el cual era: 16,67% durante el desarrollo de la producción, 1% durante un tiempo máximo de 9 años, dependiendo de la relación ingresos/inversiones, y 16,67% durante el resto de la vida del proyecto. 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 modelo 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 2009, muestran un mayor beneficio para la Nación de 4.017 millones de dólares, producto de aportes superiores en cuanto a regalías, ISLR e impuesto de extracción. Además, se aplica a estas empresas mixtas para aportes al Fondo de Desarrollo Social (FONDEN) 1% de la utilidad neta del año anterior, administrado por la filial CVP, el cual estuvo alrededor de 39 millones de dólares. En total, durante los años 2008 y 2009, el Estado ha percibido una contribución adicional de aproximadamente 1.877 millones de dólares producto de la migración de las ex-asociaciones a empresas mixtas, tal como se puede observar en las siguientes tablas:

Contribución adicional producto de la migración de las ex-asociaciones a Empresas Mixtas
Expresado en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATEGICAS	2008	2009	TOTAL ACUMULADO
Regalía	1.863	1.058	2.921
Regalía Adicional	NA	NA	NA
Impuesto de Extracción	1.863	1.058	2.921
Contribución al Desarrollo Endógeno	NA	NA	NA
Contribución Especial Precios Extraordinarios	1.417	9	1.427
Impuesto Ciencia y Tecnología	NA	90	90
Impuesto sobre la Renta	1.068	451	1.519
Contribución Antidrogas	21	9	29
Impuesto Sombra	NA	NA	NA
TOTAL	6.232	2.676	8.908
FLUJO DE CAJA	1.046	657	1.703
TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EX-ASOCIACIONES	7.278	3.333	10.611
REAL EMPRESAS MIXTAS	2008	2009	TOTAL ACUMULADO
Regalía	3.394	1.901	5.294
Regalía Adicional	NA	NA	NA
Impuesto de Extracción	333	212	545
Contribución al Desarrollo Endógeno	29	39	68
Contribución Especial Precios Extraordinarios	1.417	9	1.427
Impuesto Ciencia y Tecnología	229	90	319
Impuesto sobre la Renta	1.441	1.012	2.454
Contribución Antidrogas	14	24	38
Impuesto Sombra	-	-	-
TOTAL	6.857	3.287	10.144
FLUJO DE CAJA	1.614	730	2.343
TOTAL EFECTO TOTAL NACIÓN EMPRESAS MIXTAS	8.471	4.017	12.488
VARIACIÓN / EFECTO TOTAL NACIÓN	1.193	684	1.877

Por otra parte, PDVSA asume el control de las empresas mixtas al obtener la mayoría accionaria; asimismo, en los contratos de constitución se contempla que la junta directiva, las gerencias operacionales y administrativas sean controladas, en la mayoría de las empresas, y sujetas a evaluación y aprobación por parte de la filial CVP. Adicionalmente, todo lo concerniente a la elaboración de presupuestos, aprobación de desembolsos, inversiones entre otros, es controlado y aprobado por PDVSA.

Las empresas mixtas nacionalizadas avanzan en su orientación estratégica bajo una visión comprometida con las políticas del Estado, en materia de hidrocarburos y desarrollo social, manteniendo igualmente los niveles de calidad, sin perder la orientación de su actividad medular que es producir crudo extrapesado, mejorarlo y comercializarlo en los mercados internacionales, brindando al Estado mayores beneficios por la actividad petrolera.

Proyectos de Gas Costa Afuera

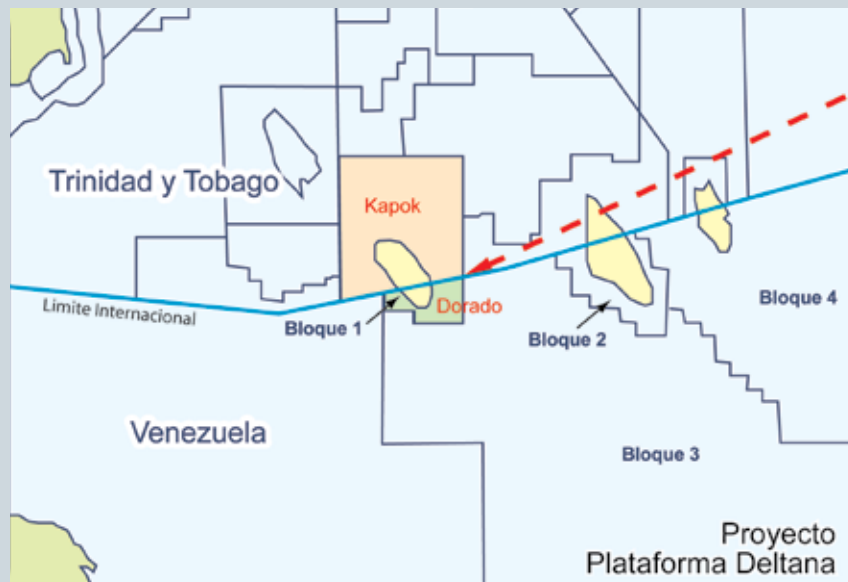
Los proyectos de gas costa afuera están enmarcados en el desarrollo de nuevos negocios para la producción de hidrocarburos, además de planes y programas de licencias de gas en áreas costa afuera, mediante actividades operacionales y financieras que aseguren la explotación eficiente de los yacimientos, 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 de 9.441 Km² en un área dividida en cinco bloques: 1) 64 Km²; 2) 169 Km²; 3) 4.031 Km²; 4) 1.433 Km² y 5) 3.744 Km². Dicho proyecto incluye cuantificar un volumen de reservas entre 6 y 10 BPC. Se prevé una producción de gas de 1.000 MMPCND, dirigida a satisfacer la

demanda del mercado interno y luego los excedentes ofrecerlos al mercado de exportación; adicionalmente incluye la infraestructura de transporte (gasoducto) hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA). La Plataforma Deltana posee expectativas por el orden de 38 BPC, su ubicación es la extensión de la cuenca oriental de la República Bolivariana de Venezuela, denominada Columbus en el área Trinitaria. Se encuentra al sur este de Trinidad y al Noreste del Delta Amacuro.



Extensión= 149 km²

Pozos en Venezuela

Dorado- 1X
Dorado- 2X

Pozos en T&T:

Sparrow- 1
Sparrow- 2
SEG- 12
SEG- 15
KA06B01
KA06B04
KA08B01

Bloque 1 – Proyecto de Unificación de Yacimientos Compartidos

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.

Como avance de este proyecto se destaca lo siguiente:

- A la espera por negociación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República de Trinidad y Tobago, de acuerdo a los resultados del Proyecto de Unificación Yacimientos, Campo Dorado-Kapok.
- Luego de la Evaluación Sísmica y otros elementos entregados por PDVSA, los representantes de Petrosa no lograron identificar en el Bloque 1 de Plataforma Deltana la cantidad de reservas probadas para sustentar el Proyecto de la Planta Flotante de GNL.
- Se sugirió un programa exploratorio para probar las reservas probables y posibles, a lo que Petrosa informó que no esta en capacidad de realizar. En tal sentido, se da por cerrada esta oportunidad de negocio.

Bloques 2 y 3

El objetivo del proyecto es llevar a cabo la explotación de los yacimientos de gas no asociado del Bloque 2 y 3 de Plataforma Deltana, para su envío a la Planta de GNL I 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 otro objetivo: apalancar el crecimiento y desarrollo de la economía regional y nacional promoviendo la participación nacional.

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 enviarlos a la Planta de GNL I. Contempla el cierre de aspectos legales, comerciales, a partir del año 2009, esti-

mando el inicio de ingeniería en el año 2011 y el inicio tentativo de producción para el 2015.

Durante el año 2009 se llevó a cabo el intercambio de información sísmica y pozos entre la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad-Tobago, así como el merge sísmico entre los Bloques 4 (Plataforma Deltana, Venezuela) y 5B (Trinidad-Tobago).

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.

El 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 Km², en los cuales se ubican áreas bajo riesgo exploratorio con características geológicas que las hacen potencialmente prolíficas para la producción hidrocarburífera. Hasta la fecha, el MENPET ha otorgado Licencias de exploración y explotación de gas no asociado en 5 Bloques.

Adicionalmente, se consolidará la transferencia de gas a Sur y Centroamérica, afianzando la integración energética de nuestros pueblos hermanos, así como la flexibilidad que proporcionará 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.

Dentro de los avances obtenidos durante el año 2009 en los bloques que conforman el proyecto se pueden mencionar los siguientes:

Cardón Bloque II

Durante el año 2007 se ejecutó por parte de PDVSA el levantamiento sísmico marino 2D de 500 Km (lineales); asimismo, se llevó a cabo el levantamiento sísmico marino 3D de 400 Km². Quedan por ejecutar la cuantificación volumétrica y la oportunidad de negocio. El inicio de la perforación se estima para el año 2011.

Dentro de las actividades relevantes durante el año 2009 se destacan las siguientes:

- Culminación del procesamiento e interpretación sísmica de 400 Km² 3D y 500 Km 2D, adquirida por Scan Geophysical.
- Cargada toda la información sísmica en los servidores de PDVSA, como parte de operaciones en la Gerencia del Dato para futuras evaluaciones.

Cardón Bloque III

Licencia otorgada a Chevron / Vincler, este bloque se encuentra ubicado al norte de la Península de Paraguaná. Dentro de las actividades realizadas en el año 2009 se mencionan las siguientes:

- Se definió la prognosis de la localización exploratoria Pozo Prospecto Tuna 1X, con una profundidad final de 8.900 pies.
- Inicio de la perforación el 22 de abril de 2009.
- En junio 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 hidrocarburíferos.

Cardón Bloque IV

Licencia otorgada a ENI/Repsol, dicho bloque se encuentra ubicado en el nor-oeste de la Península de Paraguaná. El Bloque Cardón IV posee una extensión de 924 Km², asignado a las empresas ENI y Repsol para desarrollar un programa mínimo exploratorio que comprende la adquisición de 693 Km² 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 otros aspectos a resaltar, durante el año 2009 se debe mencionar el descubrimiento del mayor yacimiento de gas de las costas del Golfo de Venezuela y uno de los más grandes del mundo: el Perla-1X, en el prospecto Perla (Perla-AX). El pozo Perla-1X, podría albergar entre 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 Mt, 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 Km² y tener un grosor de 240 Mt.

La actividad de perforación del pozo se realizó durante un período de 97 días comprendidos entre el 21 de junio de 2009 hasta el 17 de septiembre de 2009, alcanzándose una profundidad final de 10.325 pies. La evaluación del pozo se inició el 2 de octubre, con el cañoneo de un intervalo de 535 pies de un espesor de yacimiento estimado de 741 pies. Las conclusiones generadas de la perforación del Perla 1X fueron las siguientes:

- El tipo de fluido encontrado en este yacimiento es gas. La relación gas-petróleo del yacimiento descubierto de este pozo es de 44.000 PCN/BN.
- Del análisis de los datos de la prueba de presión se determinaron los siguientes parámetros de evaluación: Kh=13000 md*pie; K=17.6; S=10; AOF = 225 MMPCG/D.
- No se observaron discontinuidades laterales en un radio de investigación de 1.070 pies (326 mts), lo que indica un modelo de yacimiento homogéneo en el radio investigado.
- Durante la prueba se registró un tasa máxima promedio de 20,8 MMPCD y 452 BPD con un reductor de 36/64 pulgadas. Del análisis de productividad se estima un potencial máximo de unos 60 MMPCGD y una tasa de 1.500 MPPD de condensado.



En el año 2010, se espera continuar con la perforación del segundo pozo exploratorio Perla 2, a fin de avanzar en la delimitación del yacimiento. Se estima contar con un plan acelerado para el desarrollo del área, una vez concretada la comercialidad de la licencia de gas para la incorporación de estos volúmenes de gas al mercado nacional.

Moruy Bloque II

Licencia otorgada a Teikoku/Petrobras, 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. La perforación se inició en el mes de octubre, llegando sin éxito a una profundidad de 12.347 pies.

Urumaco Bloque I

Licencia otorgada a Gazprom, localizado al sur-oeste Península de Paraguaná.

- Se definió la prognosis de localización exploratoria Pozo Prospecto Coral-1X, con una profundidad final de 15.700 pies. La perforación se inició en el 2008, se perforó hasta una profundidad final: 13.500 pies, pero se decidió abandonar por problemas operacionales.

Urumaco Bloque II

Licencia otorgada a Gazprom. Este bloque se encuentra ubicado al sur-oeste de la Península de Paraguaná.

- Se definió la prognosis de la localización exploratoria Pozo Prospecto Bonito-AX con una profundidad final de 20.000

pies. Este pozo iniciará sus actividades una vez culminada la perforación del pozo Coral-1X.

Proyecto Blanquilla-Tortuga

- Firmado Memorandum de Entendimiento con las empresas GALP de Portugal, 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, ya que se podría desarrollar un Tren III de GNL en CIGMA. Actualmente se espera la respuesta del MENPET, sobre el otorgamiento de la licencia.

Proyecto Mariscal Sucre

El Proyecto Mariscal Sucre es adelantado por PDVSA para desarrollar las reservas de gas del norte de Paría, 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 14,3 BPC. En este proyecto se prevé una inversión de 8,35 millones de dólares.

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

Como avance del proyecto se destaca lo siguiente:

- Realizada con éxito la prueba de producción del primer pozo de gas Costa Afuera, denominado Cruz de Mayo (Pozo DR 4A), uno de los 8 pozos que serán perforados en el campo Dragón. Dicha prueba, histórica en el Caribe venezolano, se efectuó a 100 kilómetros de Carúpano, estado Sucre; este pozo tiene capacidad para 70 MMPCD como parte del programa Gran Cinturón Gasífero de la República Bolivariana de Venezuela.

El 21 de junio de 2008, se dió inicio a las actividades de perforación en la construcción del pozo Dragón (DR) 4A con el Barco Taladro Neptune Discoverer, alcanzando el 17 de abril de 2009 la profundidad final de 7.775 pies. El pozo DR 4A fue perforado con la finalidad de drenar las reservas de gas de los yacimientos CUB ES, CUB D y CUB CI, además probar la potencialidad de las unidades estratigráficas CUB ES, CUB D y CUB CI como productoras de gas, para caracterizar y validar los modelos geológicos y dinámicos a través de la captura y evaluación de la información.

A continuación se presenta un resumen de las acciones emprendidas luego de la perforación del pozo Cruz de Mayo:

- Evaluación para el pozo DR 4A mediante una prueba de presión en la arena CUB D, obteniéndose una producción estable de 41,9 MMPCD de gas con reductor de $\frac{1}{2}$ pulgadas durante 8,25 horas. Es importante señalar que durante esta actividad se logró identificar el yacimiento CUB EI, al cual se le realizaron pruebas de flujo, obteniéndose una producción estable de gas de 9,02 MMPCD con reductor de $\frac{3}{8}$ ", por un lapso de 2 horas con 40 minutos, dando como resultando una nueva arena prospectiva.
- Posteriormente, con el fin de dar continuidad a las operaciones futuras del Proyecto Mariscal Sucre con esta unidad de perforación, se procedió a suspender de inmediato la prueba de la arena CUB ES y solicitar a la empresa Neptune Marine el reemplazo del sistema de compensación de movimiento, o en su defecto el cambio de la unidad de perforación.

Tabla Resumen de Operaciones

ACTIVIDADES	FECHA DE INICIO	FECHA DE CULMINACIÓN
Perforación del Pozo	21/06/2008	17/04/2009
Cañoneo y evaluación Arena CUB D	03/05/2009	07/05/2009
Cañoneo y Evaluación Arena CUB EI	11/06/2009	17/06/2009
Suspensión Temporal CUB ES	29/06/2009	04/11/2011*

* Fecha estimada de entrada en el pozo para la evaluación de la arena CUB ES, realizar completación inferior y superior.

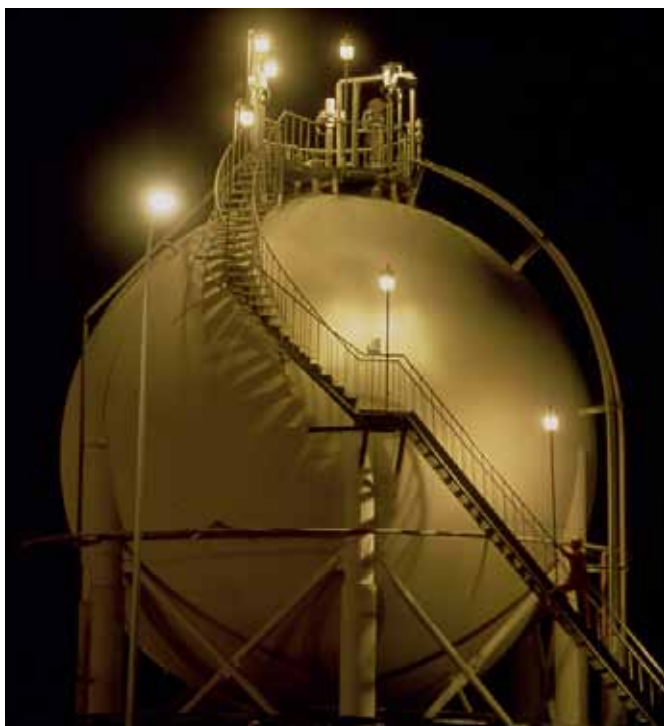
Adicionalmente, se realizaron otras actividades que han permitido un avance significativo del Proyecto Mariscal Sucre, las cuales se mencionan a continuación:

- Se firmó Memorándum de Entendimiento con las empresas GALP de Portugal, y JOGMEC, ITOCHU, MARUBENI, MITSUBISHI y MITSUI de Japón, como propuesta de participación en una nueva empresa mixta de gas no asociado, que tendrá la responsabilidad de desarrollar las reservas probadas de los yacimientos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados costa afuera al norte de la Península de Paria, estado Sucre. Asimismo, fueron preseleccionadas las firmas SONATRACH de Argelia, KOREA GAS de Korea, PETRONAS de Malasia, STATOILHYDRO de Noruega, GAZPROM de

Rusia y ENI de Italia para su participación en el nuevo negocio de gas no asociado. La preselección de dichas empresas se realizó en función de su experiencia en operaciones costa afuera, capacidad de financiamiento, transferencia tecnológica y oportunidad en el mercado de los negocios de producción de gas con el desarrollo del proyecto GNL (tren 2), en el cual algunos de ellos ya se encuentran participando.

- Se realizaron varias secciones de *data room* y se generó *data pack* para ser ofertado por PDVSA a las empresas participantes.
- Se está a la espera de la presentación de las ofertas económicas por las empresas participantes, pautada para el año 2010.

Proyecto Gas Natural Licuado (GNL)



El Proyecto GNL está enmarcado dentro del Desarrollo Gasífero Delta Caribe Oriental (GDCO), como parte del Plan Siembra Petrolera de PDVSA, lo cual permitirá desarrollar las áreas de producción costa afuera en conjunto con la ejecución de proyectos estratégicos a ser implantados en la región oriental del país.

PDVSA, a través de su filial PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., está llevando a cabo la ejecución del Proyecto GNL, el cual contempla la implantación de dos trenes de licuefacción para manejar la producción de gas proveniente de los desarrollos costa afuera (Plataforma Deltana Bloque 2 y Mariscal Sucre), a fin de destinar el gas natural licuado hacia mercados estratégicos, permitiendo incorporar a la República como país exportador de este combustible.

El Proyecto GNL es considerado uno de los de mayor importancia para la evolución de la industria gasífera nacional y tendrá un aporte significativo tanto en la generación de ingresos para el país como en el desarrollo social en el área de influencia.

Propósito del Proyecto

El Proyecto GNL tiene como objetivo proveer las instalaciones asociadas a los procesos de licuefacción, almacenaje y embar-

que para la exportación de 9,4 MTPA de GNL, obtenido a partir del gas natural (1.500 MMPGED) proveniente de las áreas de producción de la región oriental (Plataforma Deltana Bloque 2-Lorán, Mariscal Sucre-Río Caribe y Mejillones) previamente acondicionado y procesado por la planta de acondicionamiento de gas (PAGMI F2).

En el año 2009 se lograron concretar actividades importantes para la ejecución del Proyecto GNL tales como:

- Paquete de diseño de proceso.
- Ejecución del paquete de diseño por el licenciante de la tecnología de licuefacción. Avance de 77,30%.
- Se estima la culminación de la ingeniería para finales de marzo del año 2010.

Geofísico de Mar

- El 30 de septiembre de 2009 fue culminada la ejecución del estudio geofísico de mar, iniciado en el año 2008. Adicionalmente, se cumplió con el compromiso de responsabilidad social, tanto para el aporte al fondo social así como para la promoción y desarrollo de pequeñas y medianas industrias (PyMI) y EPS.

Ingeniería Conceptual y Básica Integral de las Instalaciones de GNL

- Se obtuvo la aprobación de la oferta técnica económica comercial presentada por el Consorcio GNL DCO. Se está a la espera por la aprobación de la Junta Directiva de PDVSA.
- Adicionalmente, se espera la aprobación de los términos de pago planteado por el Consorcio GNL DCO para este servicio.

Acuerdo de Licencia

Se obtuvo la aprobación de este acuerdo el 9 de diciembre del año 2009.

Geotécnico de Mar

El 18 de noviembre del año 2009 fue firmada el acta de inicio de los trabajos. Posteriormente, el 11 de diciembre se dio inicio a los trabajos en sitio con la instalación de equipos para la toma de muestras en la embarcación (Jack-up) y transporte de los materiales. El inicio de la toma de muestra "Offshore" se encuentra planificada para la primera semana de enero de 2010.

Proyecto GNL I (1er Tren + Gasoducto Bloques 2 y 3 hasta CIGMA)

El objetivo del proyecto GNL I comprende el proveer 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 Güiria, para producir un promedio de 4,7 MMTA de GNL para su exportación. La planta GNL-1 considera la construcción del proceso de licuación, 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.

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 estará 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 GNL 1





Proyecto GNL II (2do Tren + Gasoducto Mejillones-Río Caribe hasta CIGMA)

El propósito del proyecto es la instalación de una planta de licuefacción de gas natural (GNL-II) con capacidad para producir 4,7 MMTA de GNL, el cual formará parte del complejo de licuefacción de gas a ser instalado en el CIGMA. La GNL-II procesará 750 MMPCD de gas proveniente de los campos costa afuera Mejillones y Río Caribe, pertenecientes al Proyecto Mariscal Sucre y 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 132 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.

El Proyecto Mariscal Sucre cuenta con reservas de gas de 14 TCF. De acuerdo al esquema de negocios asociado a su explotación, se tiene previsto que 50% de estas reservas estarán destinadas al mercado interno y el volumen restante al mercado de exportación en forma de GNL, siendo ésta la mejor alternativa para monetizar las reservas para su colocación en mercados lejanos. El gas natural es transportado por vía marítima a dichos mercados como líquido a presión atmosférica y a -161°C , donde la licuefacción reduce 600 veces el volumen de gas transportado. Los mercados de exportación identificados son: Portugal, Argentina, Cuba, Brasil y Japón, los cuales además, corresponden a los países originarios de los socios de este proyecto.

El proyecto GNL-II + gasoducto Mejillones-Río Caribe está ubicado en el estado Sucre y comprende desde la zona marítima 65 km al norte de la Península de Paría hasta el CIGMA, en Güiria.

Esquema de Procesos GNL 2





e. Proyecto Orinoco Magna Reserva

Dentro del marco legal vigente y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, el MENPET asignó a la filial CVP el Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR) según el Oficio N° 1.036 de fecha junio de 2005, con el objetivo de cuantificar y certificar las reservas de la FPO. El lineamiento estratégico establecido tiene el propósito de 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. El POMR se encuentra inmerso dentro del Proyecto Socialista Orinoco (PSO), el cual aborda programas estratégicos en los sectores productivos, de servicios, social y político, con la finalidad de articular el desarrollo petrolero y no petrolero.

La FPO está ubicada en la parte sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; constituye un gigantesco reservorio que abarca un área geográfica aproximada de 55.000 Km², con arenas hidrocarburíferas que superficialmente se extienden unos 12.000 Km². Contiene acumulaciones de crudo pesado y extra-pesado con una gravedad promedio de 8,6° API.

Para diciembre del año 2001, las acumulaciones petrolíferas se estimaron en 1.360 MMBBls. De acuerdo con estos volúmenes

y la creciente demanda a nivel mundial de recursos energéticos, PDVSA definió en el año 2005 el Plan Siembra Petrolera, que pretende consolidar 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.

Actualmente, la República es el único país con reservas significativas de crudo en el hemisferio occidental y podría convertirse en el primer país del mundo con la mayor cantidad de reservas de crudo, una vez sean certificadas por la empresa Ryder Scott, a través de los procesos que se llevan a cabo en el POMR.

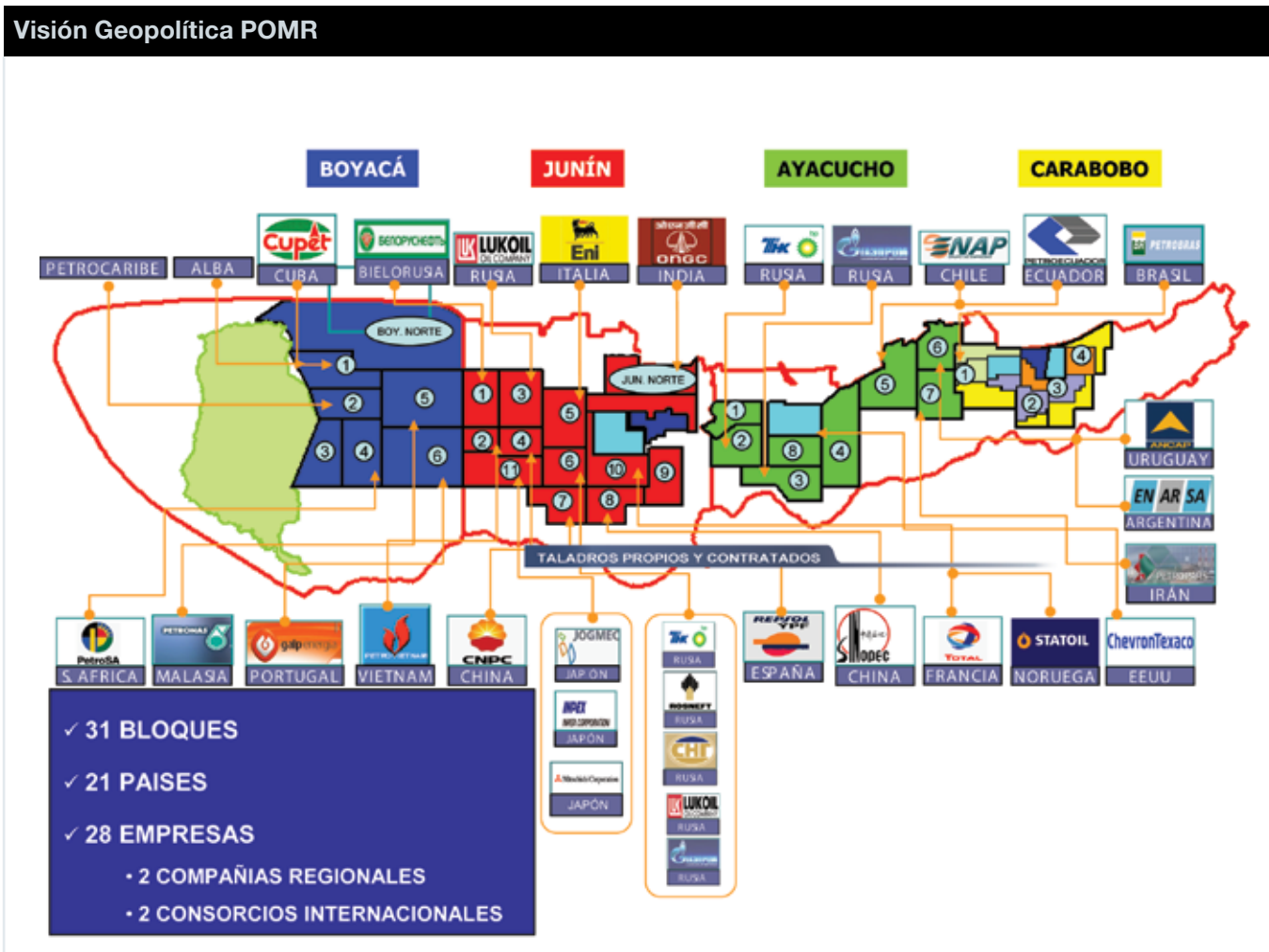
La FPO posee un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.360 MMBBls; sus reservas recuperables estimadas, basadas en un factor de recobro total de 20%, están en el orden de 272 MMBBls, de los cuales se tenían oficializados 37 MMBBls en el año 2005, quedando por oficializar 235 MMBBls, meta en la cual se basa el POMR. Para el año 2006, el proyecto logró ante el MENPET la oficialización de un total de 7,6 MMBBls en el área Carabobo; en esta misma área, para el año 2007, las reservas incorporadas estuvieron por el orden de 12,4 MMBBls; mientras que en el año 2008, se oficializó un total de 74,1 MMBBls de reservas en las áreas Junín, Boyacá y Ayacucho. En el año 2009, se han oficializado ante el MENPET 39,2 MMBBls de reservas en la FPO, lo que ha permitido elevar las reservas oficiales a 170,3 MMBBls en esta área.

Es conveniente destacar que el Servicio de Geología de Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) anunció por intermedio de su vocero, Chris Schenk, que el nivel de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), podría ser calculado entre un mínimo de 380 mil millones de barriles y un máximo de 653 mil millones de barriles, basado en un factor de recobro que podría alcanzar 45% y no 20% como se calcula en la actualidad. El volumen estimado representa casi el doble de las reservas probadas de Arabia Saudita, el mayor productor de crudo del mundo.

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 eje-

cución 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 31 bloques (excluyendo el área asignada a las empresas Petrocedeño, S.A., Petropiar, S.A., Petromonagas, S.A., Petrozuata, C.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.), de los cuales 22 bloques serán cuantificados 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. El resto de los bloques se cuantificará 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
BOYACÁ	Boyacá 5	Malasia	Petronas (1)
	Boyacá 6	Portugal	Galp Energía (2)
	Boyacá 4	Sur África	Petrosoa (3)
	Boyacá 1	Cuba	Cupet (4)
JUNÍN	Junín Norte	India	ONGC (5)
	Junín 1	Bielorusia	Belorusneft (6)
	Junín 2	Vietnam	Petrovietnam (7)
	Junín 3	Rusia	Lukoil (8)
	Junín 4	China	CNPC (9)
	Junín 5	Italia	Eni (10)
	Junín 6	Rusia	Tnk-Bp (11)
	Junín 6	Rusia	Rosneft (12)
	Junín 6	Rusia	Surgutneftegas (13)
	Junín 6	Rusia	Lukoil (8)
	Junín 6	Rusia	Gazprom (14)
	Junín 7	España	REPSOL (15)
	Junín 8	China	SINOPEC (16)
	Junín 10	Francia	TOTAL (17)
	Junín 10	Noruega	Statoilhydro (18)
	Junín 11	Japón	JOGMEC (19)
Junín 11	Japón	INPEX (20)	
Junín 11	Japón	Mitsubishi (21)	
AYACUCHO	Ayacucho 2	Rusia	Tnk-Bp (11)
	Ayacucho 3	Rusia	Gazprom (14)
	Ayacucho 5	Chile	ENAP (22)
	Ayacucho 5	Ecuador	Petroecuador (23)
	Ayacucho 6	Argentina	Enarsa (24)
	Ayacucho 6	Uruguay	ANCAP (25)
	Ayacucho 7	Irán	Petropars (26)
	Ayacucho 8	EEUU	*Chevrontexaco (27)
CARABOBO	Carabobo 1	Brasil	PETROBRAS (28)

* Pendiente por firma de acuerdo

(1) **Petronas**: Petrolim Nasional Berhad Oil Company., SGPS, S.A. (2) **Galp Energía**: Galp Energía, (3) **Petrosoa**: Corporación del Gas y Petróleo de Sur África. (4) **Cupet**: Cubapetroleo. (5) **ONGC**: Oil and Natural Gas Corporation Limited a través de su subsidiaria ONGC Nile Ganga B.V. (6) **Belorusneft**: Estatal Unitaria Asociación de Empresas Productoras Belorusneft. (7) **PVN**: The Vietnam National Oil and Gas Group a través de su subsidiaria PetroVietnam. (8) **Lukoil**: LUKOIL Overseas. (9) **CNPC**: China National Petroleum Corporation. (10) **Eni**: Integrated Energy Company a través de su subsidiaria ENI Venezuela B.V. (11) **Tnk-Bp**: Alba y Renova Group y British Petroleum. (12) **Rosneft**: Rosneft. (13) **Surgutneftegas**: Open Joint Stock Company. (14) **Gazprom**: Gazprom Group de Rusia. (15) **REPSOL**: Refinería de Petróleos de Escombreras Oil - YPF S.A. (16) **SINOPEC**: SINOPEC International Petroleum Exploration and Production Corporation. (17) **TOTAL**: TOTAL, S.A. (18) **StatoilHydro**: Statoil-Hydro International Venezuela A.S. (19) **JOGMEC**: Japan Oil, Gas and Metals National Corporation. (20) **INPEX**: International Petroleum Exploration Corporation. (21) **Mitsubishi**: Mitsubishi Oil Company. (22) **ENAP**: Empresa Nacional de Petróleo de Chile. (23) **Petroecuador**: Empresa Estatal Petróleos del Ecuador PETROECUADOR. (24) **Enarsa**: Energía Argentina S.A. (25) **ANCAP**: Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland ANCAP. (26) **Petropars**: National Iranian Oil Company (NIOC) a través de su subsidiaria Petropars Limited Ltd. (27) **Chevrontexaco**: Oil and Gas Company. (28) **Petrobras**: Petróleo Brasileiro S.A.-PETROBRAS.

De las empresas que se muestran en el cuadro anterior, durante el año 2009 se incorporaron al desarrollo del proyecto las empresas Rosneft y Surgutneftegas de Rusia, las cuales conforman el Consorcio Ruso, junto a las empresas Tnk-Bp, Lukoil y Gazprom, para el desarrollo del bloque Junín 6; asimismo, se incorporó el Consorcio Japonés, integrado por JOGMEC, INPEX y Mitsubishi Corporation, las cuales se encuentran realizando sus actividades en el bloque Junín 11.

Volúmenes de Reservas Incorporadas

Al cierre de diciembre 2009 se oficializaron ante el MENPET un total de 39,2 MMBBls de petróleo, de los cuales 8,4 MMBBls

corresponden a los bloques Junín-7 y Junín-10; 15,9 MMBBls a los bloques Ayacucho-2, Ayacucho-3 y Ayacucho-5; 13,2 MMBBls a Boyacá-2 y Boyacá-5; y 1,7 MMBBls corresponde a la empresa Petroanzoátegui.

Desde que se inició el POMR, se ha incorporado a los libros de reservas de la Nación un total de 133,3 MMBBls, las cuales, sumadas a las reservas oficiales existentes de 37,0 MMBBls, arrojan un total de 170,3 MMBBls de reservas probadas en la FPO, distribuidas entre los años 2006, 2007, 2008 y 2009, tal como se muestra en la siguiente tabla:

RESERVAS OFICIALES AL 2005 MMBBLS	INCORPORACIÓN POMR 2006 MMBBLS	INCORPORACIÓN POMR 2007 MMBBLS	INCORPORACIÓN POMR 2008 MMBBLS	INCORPORACIÓN POMR 2009 MMBBLS	TOTAL
37,0	7,61	12,4	74,1	39,2	170,3

Es importante resaltar que de los volúmenes de reservas relegados en el año 2008, 10,2 MMBBls corresponden a la contribución de las empresas mixtas de la FPO.

Plan de Perforación y Sísmica del Proyecto

En los inicios del proyecto se planificó la perforación de los pozos con base en una densidad de 20 Km²/pozo; en función de la baja densidad de pozos existentes en el área, estimándose una perforación total de 336 pozos estratigráficos. Sin embargo, para honrar los compromisos de certificación, se ajustó la perforación a un total de 189.

Posteriormente, en el año 2009, con la finalidad de optimizar costos y una vez concluida la Fase I en todas las áreas del Proyecto (Ayacucho, Junín, Boyacá y Carabobo), se efectuó nuevamente una reducción en la cantidad de pozos estratigráficos a perforar, ubicando los nuevos pozos en áreas de mayor interés para la cuantificación de reservas. El ajuste realizado al plan arrojó una cantidad total de 168 pozos a perforar durante el tiempo de vida del POMR.

A continuación se presenta la información correspondiente al plan de perforación del POMR, donde se refleja la planificación total del proyecto y los pozos planificados y perforados en el transcurso del año 2009; expresándose en porcentaje el avance de las perforaciones:

Aportes realizados por PDVSA al Desarrollo Social Período 2001-2009

Área	Pozos Planificados Total Proyecto	Ejecutado Año 2006	Ejecutado Año 2007	Ejecutado Año 2008	Ejecutado Año 2009	Ejecutado Total por Área	Total Ejecutado %	Por Perforar 2010	Total Por Ejecutar %
CARABOBO	14	7	7	-	-	14	100%	-	0%
AYACUCHO	49	1	15	16	9	41	84%	8	16%
JUNÍN	66	3	25	21	11	60	91%	6	9%
BOYACÁ	39	-	1	13	5	19	49%	20	51%
TOTAL	168	11	48	50	25	134	80%	34	20%

Durante el año 2009, como parte del POMR, se perforó en la FPO un total de 25 pozos exploratorios en las cuatro áreas que la conforman. Junto a lo perforado desde el año 2006, totalizan 134 pozos perforados hasta la fecha, quedando por ejecutar 20% de los 168 pozos que se tiene planificado perforar durante la vida de este proyecto.

Con el objeto de continuar el proceso de optimización mencionado anteriormente, durante el año 2009 se finalizó la adquisición de 817 Km de sísmica 2D en el área Boyacá, que permitiría mejorar la interpretación geológica de esta área y así tener mayor certeza de éxito de los pozos estratigráficos que se perforarán en el año 2010.

Es importante señalar que la adquisición de sísmica del área de Boyacá, originalmente en el año 2008 consideraba cubrir 930 Km; sin embargo, para optimizar el uso de los recursos financieros se redujo a 817 Km. En el año 2009 esta actividad cubrió 31% de la perforación de hoyos y 41% de grabación de la sísmica, para cubrir 100% de estas tareas; asimismo, se inició y finalizó la interpretación de los datos.

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 ha llevado a cabo un conjunto de negociaciones con empresas energéticas a nivel mundial, con el propósito de intercambiar experiencias en las áreas de exploración, producción, mejoramiento, refinación de crudos pesados y factores ambientales.

Dentro de los aspectos relevantes que se destacan en esta materia, se encuentran los siguientes:

Faja Petrolífera del Orinoco

En Gaceta Oficial N° 39.183 del 21 de mayo de 2009, se 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.

La Empresa Mixta PetroMacareo, S.A., tendrá por objeto social desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de petróleo crudo pesado y extrapesado, la extracción de los mismos en su estado natural y del gas natural asociado, recolección, transporte y almacenamiento iniciales, de conformidad con el artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, en el área geográfica denominada bloque Junín 2 Norte, ubicada en el estado Guárico, con una superficie de 247,77 Km², que será delimitada mediante resolución del Ministerio del poder Popular para la Energía y Petróleo; además, podrá desarrollar actividades de mejoramiento del petróleo crudo producido en las actividades primarias antes referidas, comercializar y vender, el petróleo crudo mejorado y cualquier otro producto resultante del mejoramiento del petróleo crudo, y realizar otras actividades relacionadas con dichas actividades primarias y actividades de mejoramiento, incluyendo actividades de transporte y almacenamiento. Asimismo, PetroMacareo, podrá prestar servicios a otras empresas mixtas, a empresas de la exclusiva propiedad del Estado o a otras empresas.

El 10 de septiembre de 2009 se firmó Memorándum de Entendimiento entre PDVSA y un Consorcio Ruso para la constitución de una empresa mixta con el objeto de realizar actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos en el área Junín 6, así como la extracción, mejoramiento y comercialización de crudo mejorado y su mezcla entre 400 y 450 MBD de crudo extrapesado, los cuales serán procesados en un mejorador que generará un crudo hasta 42° API; asimismo, se procedió a la firma de un Memorándum de Entendimiento para el desarrollo de la ingeniería conceptual para la constitución de una empresa mixta de refinación destinada a la construcción y operación de una refinería con capacidad máxima de refinación entre 400 y 450 MBD.

El 29 de julio de 2009, se suscribió el acuerdo para el estudio conjunto entre PDVSA y REPSOL de España, para el desarrollo del campo Junín 7 en la FPO. Actualmente, el comité guía se encuentra evaluando el escenario más óptimo para acometer el estudio.

El 06 de mayo de 2009, se suscribió el Acuerdo de Estudio Conjunto (AEC) para el desarrollo del bloque Junín 11 de la FPO. Al cierre del año 2009, se acordó evaluar 3 esquemas de desarrollo:

- a) Mejoramiento de alta calidad a 32° API; b) Caso de industrialización de mayor severidad a 42° API y c) Caso de refinación a productos.

Campos Maduros

- El 30 de octubre de 2009, se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto para evaluar la factibilidad de explotación conjunta por parte de PDVSA y Odebrecht de Brasil, de los campos maduros Mara, la Paz y Sibucara, ubicados en el estado Zulia.
- El 2 de julio de 2009, se firmó en Bielorusia un Memorándum de Entendimiento entre el MENPET y BELORUSNEFT, en el cual la empresa de aquél país manifiesta su interés en la evaluación de proyectos de exploración y explotación de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela. El 17 de agosto, se firma también en Bielorusia un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA Gas y Belorusneft para evaluar la factibilidad de explotación de gas natural en los campos Soto Norte, Soto Este, Mapiri, Mapiri Central, Mapiri Este y La Ceibita R. En el mismo mes se dio inicio al estudio conjunto en la Gerencia de Desarrollo de Gas de PDVSA Gas Puerto La Cruz, con la participación de un grupo de profesionales de PDVSA Gas, CVP y Belorusneft.

El escenario de explotación propuesto permite desarrollar una producción máxima de gas de inicio al año 2010 de 44,5 MMPCGD hasta 200 MMPCGD al año 2012, con crecimiento a 221 MMPCGD en el año 2016, el cual se contempla sostener por encima de 200 MMPCGD hasta el año 2020. Asimismo, se estima alcanzar una producción máxima de 6.249 BPD, de 36° a 47° API al año 2012, manteniéndose por encima de los 3.500 BPD hasta el año 2020. En los 25 años del negocio, se estima producir un total de reservas de gas de 1,229 TPCG.

- El 10 de diciembre de 2009, se firmó Memorándum de Entendimiento entre PDVSA y la empresa cubana CUPET para la constitución de una empresa mixta. Según el plan de negocios, se estima alcanzar una producción máxima promedio de 8.600 BPD, 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 vida de la empresa mixta. Los montos estimados de inversión y gastos alcanzan 371,5 millones de dólares y 234 millones de dólares, respectivamente.
- El 18 febrero de 2009, se firmó acuerdo de estudio conjunto para el campo Miga, ubicado en el estado Anzoátegui, entre PDVSA, CUPET y la empresa de Angola SONAGOL. Se realizaron los estudios de yacimientos e infraestructura, generando los perfiles de explotación, inversiones y gastos; sin embargo, el estudio arrojó como resultado que las reservas eran insuficientes para justificar el desarrollo, razón por la cual, previa solicitud, el MENPET autorizó incluir parte del campo Melones en la evaluación (Melones Oeste). A este respecto, se firmó



Acuerdo de Estudio Conjunto en junio de 2009. Según el plan de negocios, se estima producir 95,3 MMBls y alcanzar una producción máxima de 20 MBPD de crudo de 11°-16° API, con un plateau que se mantiene durante 5 años.

- El 22 de enero de 2009, se firmó un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y ENARSA de Argentina para los campos Cachicamo, Caricari, Socororo y Yopales Norte.
- El 18 de febrero de 2009, se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto con SINOPEC de China para evaluación de los campos maduros Merey, Oca, Oleos y Yopales Sur, ubicados en el estado Anzoátegui. El escenario de explotación propuesto estima alcanzar una producción promedio máxima de 22,4 MBPD y 20 MMPCGD, con un plateau que se mantiene durante 5 años (2013-2017) y una producción total de

104,3 MMBls. Actualmente, se espera por confirmación de SINOPEC sobre su decisión de firmar o no un Memorándum de Entendimiento para la conformación de la empresa mixta.

- El 4 abril de 2009, se firmó el Acuerdo de Estudio Conjunto para la evaluación del campo Dobokubi, ubicado en el estado Anzoátegui, con la Empresa Petropars de Irán. Según el plan de negocios, se estima producir 302 MMBls de petróleo de 13° API en un período de 25 años, e incrementar la producción hasta alcanzar un plateau de producción promedio de 38 MBPD durante 14 años, con una inversión 1.617,1 millones de dólares y gastos por 1.362,6 millones de dólares. En la actualidad, se encuentran en progreso las negociaciones para la firma de Memorándum de Entendimiento, para constituir la Empresa Mixta.
- El 4 de abril de 2009, se suscribió un Memorándum de Entendimiento para posible participación de PDVSA en algunos de los recientes 17 bloques de exploración y desarrollo y en la fase 12 del bloque South Pars en Irán. En el mes de Julio se realizó reunión en Irán en la cual Petropars presentó a PDVSA información sobre los mencionados bloques.
- Se firmó el 27 de septiembre de 2009, un Acuerdo de Estudio Conjunto entre PDVSA y Petrosa de Sudáfrica para los Campos Quiamare, La Ceiba Oriente, Cerro Pelado y La Vieja, ubicados en el estado Anzoátegui.

Proyecto Socialista Orinoco (PSO)

El Proyecto Socialista Orinoco (PSO) está inscrito en las Líneas Generales de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, dentro de los objetivos nacionales de crear una nueva ética socialista; contribuir con la suprema felicidad social de la Nación; construir la democracia protagónica revolucionaria; concebir el modelo productivo socialista para la patria; construir una nueva geopolítica nacional; convertir a la República en una potencia energética mundial y posicionar al país en la nueva geopolítica internacional.

La República Bolivariana de Venezuela aprovecha los inmensos recursos que ofrece la FPO para ampliar su participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable del país. En ese sentido, el PSO busca impulsar una estrategia para el nacimiento de un sistema urbano en el eje Apure-Orinoco que implica el diseño de vías terrestres, fluviales y férreas, el desarrollo de proyectos agroproductivos, industriales, turísticos y de servicios; asimismo, involucra la reducción de la miseria y la disminución de la pobreza en las poblaciones de la FPO; además de impulsar la transformación de las relaciones sociales de pro-



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

A continuación se detalla la ejecución presupuestaria durante la gestión del año 2009 del PSO, la cual estuvo orientada a cubrir necesidades básicas en vialidad y transporte; suministro eléctrico; así como hábitat y vivienda. Los desembolsos realizados durante el año 2009 fueron de 3,9 millones de dólares, que representa 25,5% del plan aprobado. El número de beneficiados estuvo alrededor de los 3.569.100 habitantes.



2 GAS





El gas natural es una mezcla de hidrocarburos compuesta, principalmente, por metano y pequeñas proporciones de otros hidrocarburos. También contiene impurezas como agua, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, entre otros. Se procesa en las plantas de extracción en las cuales se separa el gas metano de la corriente de Líquidos de Gas Natural (LGN), los cuales posteriormente son fraccionados, obteniéndose etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural. Por otra parte, la mezcla de butano-propano, conforma el denominado Gas Licuado de Petróleo (GLP), el cual es utilizado como combustible, principalmente en el sector doméstico. Su comercialización se realiza a través de PDVSA Gas Comunal.

El gas natural es el combustible fósil menos dañino al ambiente, razón por la cual lo denominan el combustible verde, de allí su creciente utilización a nivel mundial para satisfacer los requerimientos energéticos. Su multiplicidad de usos conforma un gran número de bienes y servicios presentes en el hogar y en la industria.

- En el hogar y en el sector comercial, el gas natural proporciona energía limpia para el calentamiento de agua, cocción de alimentos, secado de ropa, refrigeración, aire acondicionado y alumbrado.
- En el sector industrial, el gas natural es el energético o materia prima utilizado para manufacturar o procesar alimentos, papel, materiales metálicos y no metálicos, plásticos, textiles, químicos, vidrios, fertilizantes. Asimismo, ha sido el sustituto de otras energías fósiles en la generación de electricidad.
- Simultáneamente, con la ampliación futura de distribución de combustibles tradicionales, se trabajó en las bases para la sustitución masiva de la gasolina como combustible automotor por el gas natural vehicular (AutoGas), que es un combustible más limpio, menos costoso y cuyo uso permitirá liberar cuantiosas cantidades de este combustible al mercado interno para la exportación.

La producción de gas natural, en la República Bolivariana de Venezuela, se viene registrando desde 1918, año en el cual según datos de la época, se obtuvo una cantidad promedio de 300.000 PCD en la jurisdicción de Maracaibo. La evolución de la industria del gas en nuestro país se divide en cuatro períodos:

- **Primer período, Venteo y Quema:** abarca desde el año 1918 hasta 1945, en el cual el gas asociado fue considerado como un subproducto del petróleo al que se daba poco uso, por consiguiente un alto porcentaje de la producción de gas fue quemada y arrojada a la atmósfera.

- **Segundo período, Conservación:** desde el año 1946 hasta 1975, caracterizándose por una mayor utilización en inyección del gas producido pero manteniendo un alto volumen del gas despedido hacia la atmósfera. En el año 1971 se promulga la Ley que reserva al Estado la industria del gas natural, cuyo objetivo específico se focalizaba en la defensa y conservación del recurso y promovía su industrialización, acompañado con una política del Estado que financiaba el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución.

- **Tercer período, Industrialización:** desde 1976 hasta 2007, caracterizado por una producción cónsona con la conservación ambiental y uso racional del gas, dando como resultado una disminución en el gas arrojado. Volúmenes importantes de gas que se lanzaban a la atmósfera se comenzaron a utilizar en los sectores siderúrgicos, eléctrico y de aluminio, dando lugar a la distribución de gas por redes en ciudades como Maracaibo, Caracas, Puerto Ordaz y Puerto La Cruz. En este período se registran hitos importantes dentro de la evolución de la industria del gas en el país:

- a. La creación en 1998 de la empresa PDVSA Gas, filial de PDVSA, la cual se encarga de las actividades de producción, procesamiento, transmisión, distribución y comercialización del gas natural y sus derivados a nivel nacional.

- b. La aprobación por parte del MENPET del desarrollo como yacimientos de gas no asociado a los ubicados en el Distrito Anaco, estado Anzoátegui, convirtiéndose en el Distrito Gasífero de la República Bolivariana de Venezuela.

- c. La promulgación de diferentes Leyes y Resoluciones, con la finalidad de establecer el marco legal para el amparo del negocio del gas en toda la cadena de valor.

- **Cuarto período, Revolución del Gas:** desde el año 2007, inicio de la Revolución del Gas, se ejecutan proyectos para que la población venezolana mejore su calidad de vida e impulse su

crecimiento. Se está garantizando el abastecimiento del gas al mercado interno, en especial a los sectores eléctrico, petroquímico, siderúrgico y petrolero y se han visualizado proyectos de gran envergadura para llevar el gas metano directamente por tuberías a 3.260.000 hogares venezolanos, para uso doméstico. 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, el restante 49% lo manejan las diferentes empresas comercializadoras autorizadas para el servicio. Esta empresa asegurará 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 y la comercialización de sus derivados (metano, etano y LGN) es realizada entre PDVSA Gas y PDVSA Gas Comunal; esta última, se encarga de GLP a los sectores doméstico y comercial. La comercialización de LGN en el mercado de exportación la realiza la gerencia de comercio y suministro de PDVSA Petróleo, en representación de PDVSA Gas.

a. Producción de Gas Natural



Durante el año 2009, la producción de gas natural en la República Bolivariana de Venezuela se ubicó en 6.990 MMPCD, de los cuales 4.809 MMPCD (69%) los produjo PDVSA Petróleo; 1.228 MMPCD (18%) por PDVSA Gas (1.189 MMPCD Producción Gas Anaco y 39 Producción Gas San Tomé); 565 MMPCD (8%) por CVP y 388 MMPCD (5%) de las licencias de gas (Quiriquire Gas / Gas Guárico) que maneja directamente el MENPET.

Durante el año 2009, la República Bolivariana de Venezuela continuó recibiendo un promedio de 180 MMPCD 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 7.170 MMPCD, de los cuales 4.981 MMPCD (69%) corresponde a consumo propio PDVSA y 2.189 MMPCD (31%), correspondiente 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 4.981 MMPCD utilizado por la industria petrolera, fue distribuido de la siguiente forma: 2.964 MMPCD (60%) inyectados a los yacimientos con fines de recuperación secundaria de crudo, 787 MMPCD (16%) se utilizó 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. Producción y Venta de Líquidos de Gas Natural (LGN)

En lo concerniente a las operaciones de procesamiento y extracción de LGN, para el año 2009 se alcanzó un volumen de 158 MBD.

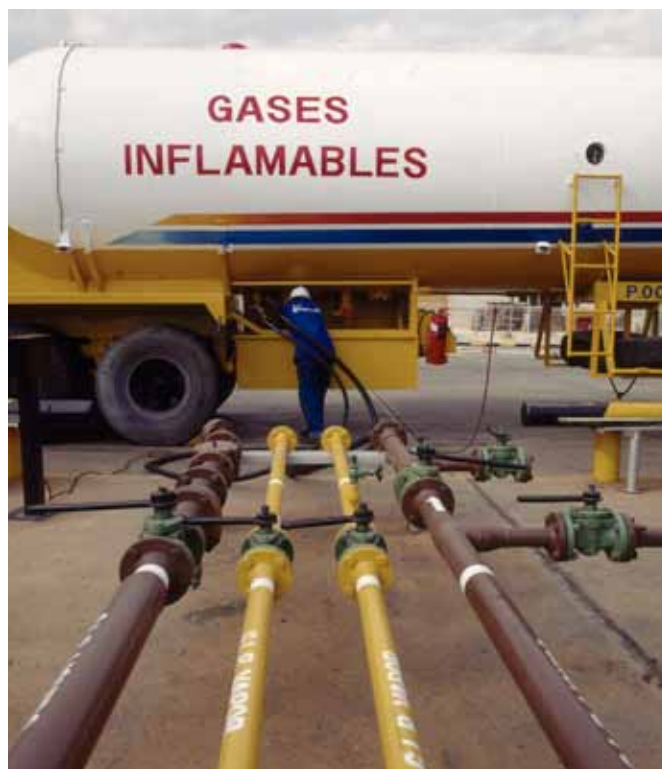
Para la extracción y fraccionamiento de LGN, PDVSA cuenta en el área de Oriente con 6 plantas de extracción operadas por PDVSA Gas: Jusepín, San Joaquín, Santa Bárbara, Refrigeración San Joaquín, ACCRO III y ACCRO IV; y la Planta de Fraccionamiento Jose. En el área de Occidente se disponen de 6 plantas de extracción: El Tablazo I y II, las cuales son operadas por Pequiven; Tía Juana I y II, Lama Proceso y Lamar Líquido, las cuales son operadas por PDVSA Petróleo. En cuanto a las plantas de fraccionamiento en occidente se encuentran: Bajo Grande y Ulé, operadas por PDVSA Gas. La capacidad total de procesamiento se ubica en 4.895 MMPCD y la de fraccionamiento en 282 MBD. Adicionalmente, se dispone de 381 Km de poliductos.

Las ventas de LGN se situaron en 163 MBD para el cierre del año 2009, de los cuales 50 MBD (31%) fueron destinados al mer-

cado de exportación y 113 MBD (69%) fueron colocados en el mercado local (81 MBD vendidos a terceros y 31 MBD de ventas interfiliales).

Las exportaciones se distribuyeron de la siguiente manera: el propano y el butano se dirigieron fundamentalmente a Centroamérica, el Caribe y Suramérica, mientras que la gasolina natural se exportó principalmente a Norteamérica. La estrategia es incrementar la presencia en el Caribe como parte de la política internacional del Estado, que se instrumenta a través de PETROCARIBE.

c. Infraestructura de Transporte



En materia de sistemas de transporte de gas metano para satisfacer los requerimientos de los sectores domésticos, comercial e industrial, se cuenta con una infraestructura de transmisión y distribución 15 de las 24 entidades federales de la República Bolivariana de Venezuela. Dicha infraestructura está integrada por 4.432 Km de tuberías de diferentes diámetros (desde 8 a 36 pulgadas), los principales sistemas son: Anaco-Barquisimeto; Anaco-Jose/Anaco-Puerto La Cruz; Anaco-Puerto Ordaz; Ulé-Amuay; Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO); Costa-Oeste y gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.

d. Compresión de Gas

Con la promulgación de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, el Ejecutivo Nacional delegó en PDVSA la nacionalización de los servicios de compresión alquilada de gas a nivel nacional. La toma de las instalaciones, activos y operaciones se realizó el 05 de junio de 2009 por parte de PDVSA Gas, la cual es responsable de operar, mantener y planificar la gestión técnica de las 52 plantas, con 214 unidades (servicio de compresión de gas, generación eléctrica, separación y bombeo en facilidades de superficie), dos talleres de mantenimiento y tres sedes asociadas a 1.769 MMPCD, 286 MBD de crudo, 50 MBD de LGN y 71 MWh con una fuerza laboral de 415 empleados, distribuidos entre las zonas de oriente y occidente del país.

e. Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte



Se completó mecánicamente el proyecto que consiste en la construcción de 225 Km de tubería de 26 pulgadas de diámetro, desde Campo Ballenas, en Colombia a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en el estado Zulia, contemplando 88,5 Km en Colombia y 135,9 Km en la República Bolivariana de Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 Km y 10 estaciones de seccionamiento.

f. Jose 250 – IV Tren de Extracción San Joaquín

El proyecto tiene como objetivo construir las instalaciones de procesos y servicios que permitan el incremento de la capacidad de procesamiento de la Planta de Extracción San Joaquín, cumpliendo con las especificaciones del LGN y gas residual, contribuyendo al desarrollo potencial de la industria petrolera, petroquímica y social del país. Este proyecto incluye la ejecución de

las fases de visualización, conceptualización, definición, implantación y puesta en servicio de la siguiente infraestructura: IV tren de extracción profunda de LGN, con una capacidad de 1.000 MMPCED con 98% de recobro de C3+ y una producción de 50MBD, nueva infraestructura administrativa, operacional y de servicio y la nueva vialidad de acceso.

Recobro de Etano:

El proyecto Recobro de Etano San Joaquín tiene como objetivo construir las instalaciones necesarias, que permitan la remoción del Dióxido de Carbono (CO₂) y Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) del Gas de Entrada; la adecuación de los trenes A y B existentes y la instalación de la Planta de Fraccionamiento de Etano en el IV Tren de la Planta de Extracción San Joaquín, de forma tal de cumplir con la producción de 86 MBD de etano requerido como insumo para las operaciones del Proyecto Planta de Olefinas a ser construida bajo el convenio PEQUIVEN-Braskem en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui; contribuyendo así al desarrollo potencial de la Industria Petrolera, Petroquímica y Social del País.

PDVSA Gas Comunal

En el año 2007 se constituye PDVSA Gas Comunal, S.A. como una filial de PDVSA, cuyo objeto es garantizar la demanda nacional de Gas Licuado de Petróleo (GLP) domiciliario, comercial e industrial; así como promover y participar en el comercio internacional de suministro de GLP, mediante un modelo de gestión que ejecuta un servicio público, de propiedad social y estatal, que cumple con los más altos estándares de seguridad, eficiencia y oportunidad en el abastecimiento de un combustible de carácter estratégico.

A partir de septiembre del año 2008, PDVSA Gas Comunal controla 100% de la distribución del volumen de GLP que se produce en las fuentes de suministro (plantas de extracción y fraccionamiento y refinerías); no obstante, atiende de forma directa 56% de las necesidades de distribución para el consumo interno, mientras que el resto del mercado nacional (44%) lo abastece un conjunto de empresas privadas, las cuales realizan esta actividad mediante la ejecución de un contrato de servicio. Con esta acción se tiene el control de la totalidad de la distribución nacional de GLP, que estaba en poder del sector privado.

En la República Bolivariana de Venezuela, el GLP tiene varios usos: en los procesos del sector petrolero, petroquímico e industrial y también se destina como combustible en la pequeña industria, sector comercial y doméstico, en este renglón el consumo del año 2009 alcanzó un promedio de 39 MBD. Es uno de los



combustibles que ofrece mayor valor agregado para los usuarios, que lo reciben en tanques estacionarios y en cilindros de diferentes capacidades (10 Kg., 18 Kg. y 43 Kg.). Actualmente 95% de los hogares venezolanos distribuidos a lo largo y ancho del territorio nacional consumen GLP, y son abastecidos por medio de 843 plantas de llenado de cilindros.

La distribución y venta de GLP en bombonas de 10 Kg. de capacidad representa 77% del mercado doméstico, lo cual indica la importancia de este sector dentro de la demanda interna, estimándose un crecimiento entre 1,5% a 2,6% durante el período 2010-2015; por tal motivo, el Estado realiza las inversiones necesarias para garantizar el suministro del combustible de forma económica y oportuna a este sector de la economía popular. En tal sentido, para el año 2009 se adquirieron 1.318.816 cilindros de diferentes medidas.

En el período 2008-2015, PDVSA Gas Comunal ejecutará varios proyectos de inversión, entre los que destacan: la construcción de 6 Plantas de Llenado de GLP, para cubrir la demanda agregada, que estarán ubicadas en los estados Guárico, Miranda, Cojedes y Bolívar. Estas plantas beneficiarán a más de 300.000 familias. Además se prevé la construcción de 7 miniplantas, el reemplazo de 3.640.000 cilindros, 2.450 tanques, 1.792 vehí-

culos automotores para el transporte primario/distribución y 335 centros de acopio, todos estos proyectos están enmarcados dentro del Plan Siembra Petrolera, el cual tiene como objetivo abastecer a todo el territorio nacional con este combustible. Cabe destacar que en el año 2008, se puso en operación la Planta Comunitaria de Llenado de GLP Daniel Silva Pacheco, ubicada en el municipio Rojas del Estado Barinas, en administración conjunta con la comunidad; esta planta es de propiedad social, incorporando a los Consejos Comunales en las operaciones y administración de dicha planta, de la que se benefician más de 25.000 familias.

El objetivo más importante de PDVSA Gas Comunal, durante el período 2008-2015, es incrementar la presencia en las comunidades organizadas que presentan altos grados de pobreza y exclusión social, promoviendo diferentes formas de distribución de GLP, tales como estantes comunales, centros de acopio, dispensadores automáticos y redes comunales, a objeto de transferir la distribución del gas domiciliario a estos sectores populares mediante la creación de Empresas de Propiedad Social. En tal sentido, hasta el año 2009 se ha alcanzado la instalación de 2.356 estantes comunales. Como parte de la política de atención integral a los usuarios, en el año 2008 se incorporó el número telefónico 0800-BOMBONA.

3 | REFINACIÓN





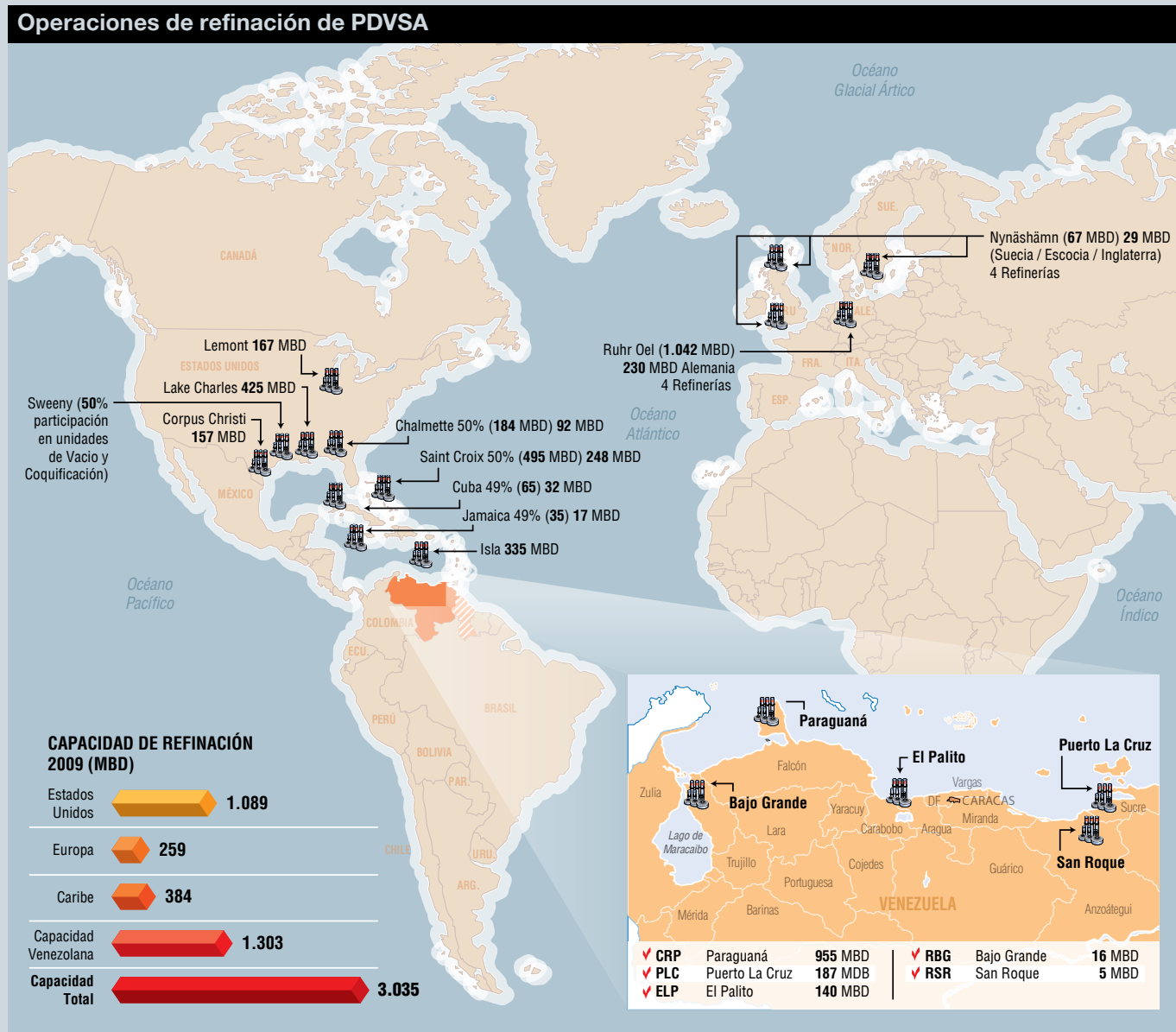
La estrategia aguas abajo de PDVSA está orientada hacia la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación en la República Bolivariana de Venezuela, el Caribe, Centroamérica, Suramérica, y el mantenimiento de las refinerías en Estados Unidos y Europa, lo cual permite incrementar la manufactura de productos refinados de alto valor comercial. PDVSA ha venido invirtiendo en su Sistema de Refinación Nacional e Internacional,

con el objetivo de aumentar su capacidad y complejidad; así como adecuar sus instalaciones, para cumplir con los estándares de calidad exigidos a nivel mundial. Un ejemplo, es el aumento de la capacidad de conversión profunda de sus refinerías en la República Bolivariana de Venezuela, lo cual le ha permitido 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, el Caribe, Estados Unidos y Europa. Su capacidad de refinación en el ámbito mundial ha aumentado de 2.362 MBD en el año 1991, a 3.035 MBD para el 31 de diciembre de 2009.

El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2009.



La siguiente tabla muestra la capacidad de refinación y el porcentaje de participación de PDVSA al 31 de diciembre de 2009:

Capacidad de Refinación y Porcentaje de Participación de PDVSA				
Al 31 de diciembre de 2009				
Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad de Refinación	
			Capacidad Nominal (MBD)	Participación Neta PDVSA (MBD)
Venezuela				
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
Sub-Total Venezuela			1.303	1.303
Caribe				
Isla (1)	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos (2)	PDV Cupet	49	65	32
Jamaica (3)	Petrojam	49	35	17
Total Caribe			435	384
Estados Unidos				
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
Total Estados Unidos			1.428	1.089
Europa				
Gelsenkirchen, Alemania	ROG (6)	50	230	115
Schwedt, Alemania	ROG	19	240	45
Neustadt, Alemania	ROG	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	ROG	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	Nynas (7)	50	29	15
Gothenburg, Suecia	Nynas	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynas	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynas	25	18	5
Total Europa			1.109	259
Sub-Total Internacional			2.972	1.732
Total Mundial			4.275	3.035

(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.

Nota: Las Capacidades de Refinación, se ajustan de acuerdo a los Informes Técnicos obtenidos a nivel nacional e internacional.



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 961 MBD. Adicionalmente, se procesaron 163 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de crudos e insumos procesados se obtuvieron 1.124 MBD de productos, de los cuales 336 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 373 MBD a jet y destilados, 297 MBD residuales, 32 MBD asfaltos y coque, 4 MBD lubricantes y 82 MBD otros productos, entre los que se incluyen GLP y especialidades. Estos volúmenes han permitido abastecer el mercado nacional, así como exportar 525 MBD.

Como consecuencia de la crisis económica mundial, los diferenciales de precios crudos-productos se mantuvieron bajos durante 2009, debido a los altos inventarios de crudos y productos, y la disminución de la demanda, impactando en los márgenes de refinación, por lo que muchas compañías a nivel mundial aprovecharon la oportunidad para realizar mantenimiento a sus unidades, otras redujeron el nivel de procesamiento de crudo, mientras que otras paralizaron sus operaciones.

En este sentido, el margen bruto de refinación durante el año 2009 fue de -1,26 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 3,33 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 (CRP)

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 produce gasolina cumpliendo con las especificaciones de mercado más estrictas a nivel mundial. Adicionalmente, se está adecuando la refinería para cumplir con las futuras especificaciones del mercado europeo de diesel; así como la disminución en la producción de residual e incremento en la producción de especialidades tipo olefinas y aromáticos.

Para cumplir con estos objetivos, se implementó el Proyecto de Expansión de la Unidad de Desintegración Catalítica de Cardón, llevando su capacidad de 77 MBD a 89 MBD, logrando reemplazar exitosamente el conjunto reactor/despojador de la unidad, adecuar unidades de planta de gas 2, tratadoras de Propano-Propileno, Butano-Butileno y Dietanol Amina, y nuevas unidades tratadoras de gasolinas para manejar la producción adicional. Este proyecto, que culminó en diciembre del año 2009, permitirá 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.

Adicionalmente, en octubre el año 2009, se inició el mantenimiento programado del proyecto PARC de la refinería Cardón, el cual contempla las siguientes unidades: destilación No. 4, vacío No. 2, reformación, hidrot ratamiento No. 2, coquificación retardada y plantas conexas.

La capacidad instalada de destilación de la refinería Amuay no es aprovechada en su totalidad debido a las limitaciones en el manejo de residuales. Por ello, se mantiene en progreso el proyecto de adecuación de Conversión Media y Profunda, cuya fecha de arranque se estima para el año 2015, que contempla la instalación de nuevas unidades de coquificación retardada e hidrodesulfuradoras, dirigidas principalmente a la producción de destilados y gasolinas.

Adicionalmente, para el año 2015 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 (PLC)

La Refinería PLC tiene una capacidad nominal de 187 MBD y está ubicada en el estado Anzoátegui. En este mismo estado opera de forma integrada la Refinería San Roque, con una capacidad de 5 MBD.



Los productos obtenidos se suministran al mercado doméstico y la producción excedente de nafta liviana, jet, diesel y residual se destina al mercado de exportación. En el año 2004, se inició el proyecto de adecuación de calidades de diesel, mediante la puesta en marcha del Proyecto VALCOR, contribuyendo en la producción de este tipo de productos de acuerdo con las especificaciones del mercado europeo. Durante el año 2010 se tiene programado el primer mantenimiento a estas unidades.

La Refinería San Roque procesa crudo parafinoso liviano, obteniendo ceras, parafinas y residual, el cual es procesado en la Refinería PLC.

Actualmente se está orientando la Refinería PLC hacia el procesamiento de crudo pesado y extrapesado, a través de la ejecución del proyecto de expansión de la refinería, cuya fecha de arranque está estimada para el año 2013, que contempla la maximización en el procesamiento de crudos pesados de la FPO. 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 mecurrios, edificaciones, sala de control y salas de satélites.

Refinería El Palito (ELP)

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, el excedente de jet y residual se destina a la exportación. Durante el año 2009 se ejecutó una parada general de la refinería, en la cual se implementó el 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 DVGO (gasóleos de vacío) de 54 MBD a 65 MBD, permitiendo mayor producción de componentes para la preparación de gasolinas.

Adicionalmente, se contempla la ejecución del 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 finales del año 2014, 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 alcance contempla la instalación de una planta de destilación atmosférica y una al vacío, para procesar crudo de 22° API (Leona); una planta de Hidrotratamiento de Naftas y una reformación catalítica fluidizada (CCR), para obtener nafta reformada de octanaje 104 RON (Research Octane Number, Número de Octano de Investigación), que alimentará al complejo de aromáticos y a las mezclas de gasolina; la instalación de una planta de Hidrotratamiento 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 Hidrotratamiento de VGO para producir gasolinas destinadas al mercado local y de exportación con calidad TIERII y la instalación de una planta de conversión profunda para transformar el residuo de vacío en productos de mayor valor comercial, minimizando la generación de residuales.

c. Refinación Internacional



PDVSA, a través de sus negocios internacionales, logró procesar un volumen de crudo durante el año 2009 de 1.373 MBD (499 MBD suministrados por PDVSA). Adicionalmente se procesaron 201 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos obtenidos durante el año 2009 fue de 1.574 MBD, de los cuales 550 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 505 MBD a jet y destilados, 154 MBD a residuales, 96 MBD a asfaltos y coque, 12 MBD a lubricantes, 100 MBD a petroquímicos y 157 MBD a otros productos, entre los que se incluyen GLP, especialidades y ganancias o pérdidas volumétricas.

Los negocios internacionales de refinación de PDVSA no se escapan de la realidad mundial, con un menor procesamiento de crudo respecto al año anterior, en respuesta a la menor demanda de productos refinados, como consecuencia de la crisis financiera mundial y del surgimiento de una etapa de depresión económica. En este sentido, se hicieron esfuerzos por reducir los gastos operacionales y se desfasaron inversiones, dando prioridad a aquellos proyectos requeridos por ley o para garantizar la seguridad y confiabilidad de las operaciones.

Norteamérica

CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA opera y tiene presencia en el mercado de Estados Unidos, por medio de las refinерías 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 ocupando una zona de más de 800 Hectáreas, este complejo agrupa además de la refinерía, 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 2009 se procesaron 636 MBD de crudo, mientras que en el año 2008 se procesaron 650 MBD. Este menor procesamiento se debió principalmente a la reducción de los diferenciales de precio de crudos pesado/livianos, lo cual impactó considerablemente en la carga a las unidades de Coquer de las refinerías de Lake Charles y Corpus Christi.

CITGO continuó durante el año 2009 la ejecución de los proyectos reguladores y de mantenimiento, a fin de cumplir con las normativas ambientales y de seguridad de las operaciones. En Proyectos Mayores de Inversión, destaca el progreso de los proyectos de Diesel Ultra Bajo Azufre en las refinerías Lemont y Corpus Christi, los cuales se espera que culminen en junio y diciembre de 2010, respectivamente.

En el área ambiental se logró la reducción, respecto al año 2008, de los incidentes por emisiones al aire, alrededor de 20% en las refinerías Lake Charles y Corpus Christi, mientras que en Lemont no se registraron incidentes.

Los resultados de seguridad logrados en 2009 demuestran la continuidad de los planes implementados por el negocio en 2008, alcanzándose nuevamente registros excelentes en todas las refinerías del circuito CITGO, destacando cero incidentes reportados en paradas de planta y proyectos de mantenimiento.

Al igual que muchos otros negocios, frente a la situación del mercado petrolero internacional, CITGO implementó una política de reducción de costos e inversión de capital de proyectos, razón por la cual se pospusieron algunos proyectos no críticos.

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 producidos en la refinería.

Durante el año 2009, en el área de seguridad se obtuvieron resultados positivos al alcanzar 300 días consecutivos sin accidentes registrables en personal propio, lo cual constituye un record de la refinería. También se obtuvo una importante disminución en accidentes de tiempo perdido en relación al año anterior, tanto para personal propio como contratado.

En la parte ambiental se redujeron los incidentes en más de 40% respecto al año anterior, gracias a la aplicación de mejores prácticas en programas ambientales y a la ejecución de proyectos de regulación ambiental, completándose este año los proyectos de recuperación de vapores de la piscina de azufre para reducir emisiones de SO₂, instalación de quemadores de bajo NO_x (Óxidos de Nitrógeno NO₂ y NO₃) en 3 calderas y reducción de NO_x en FCC.

Durante el año 2009, esta refinería procesó 135,1 MBD de crudo mientras que para el año 2008 el volumen procesado fue de 154,6 MBD. La diferencia se debió a que el suministro de crudo venezolano PM-18 fue suspendido, por razones de fuerza mayor, en febrero, como parte del recorte de producción de la OPEP. Sin embargo, dadas las condiciones adversas de mercado para el suministro de crudos sustitutos y como muestra del respaldo de PDVSA con el negocio, se restableció el suministro a partir de julio.

Ante la situación del mercado internacional, la refinería estableció acciones dirigidas a optimizar la capacidad de las unidades para maximizar los beneficios del procesamiento de crudos pesados, maximizar la capacidad y utilización de las unidades de FCC y Alquilación, con el proyecto de enriquecimiento con O₂ y capturar oportunidades de mercado en los renglones de gasolinas, destilados y residuales, de acuerdo con las tendencias de la demanda.

Para mitigar el efecto negativo del mercado, se lograron importantes ahorros en los gastos a través de mejoras operacionales, uso eficiente de la energía, mayor confiabilidad de equipos y mayor efectividad del mantenimiento, con lo cual se logró una importante reducción en la fuerza laboral contratada. En inversiones, también hubo un esfuerzo importante de reducción, a través del diferimiento y redimensión de proyectos, dando prioridad a la ejecución de los proyectos reguladores, de seguridad y confiabilidad operacional, y maximizando los recursos locales para lograr bajar los costos.



Las paradas programadas en 2009 fueron redimensionadas siendo las más importantes: en el primer semestre la parada de la unidad de Recobro de Azufre 2, en la que se adelantaron trabajos del Proyecto de Recuperación de Vapores, las parada del Coquer 1 por decoquización, regeneración de catalizador en el Reformador 3 y trabajos en el compresor de unidad HDS, y en el segundo semestre destacaron el cambio de catalizador en el Reformador 1 y en diciembre decoquización de la Unidad de Vacío 1.

La Refinería Chalmette contribuyó con 68 millones de dólares, en programas de salud, deporte, cultura y mejora de infraestructura a las comunidades vecinas, en los cuales se contó con el apoyo de los trabajadores.

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, 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 mes de agosto de 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.

Al cierre del año 2009 y debido a estos acontecimientos el procesamiento de crudo pesado se ubicó en promedio en 97,0 MBD, lo cual es inferior al mismo período del año anterior, donde se procesaron 161,5 MBD. Durante el mes de febrero se completó la parada programada a la unidad Coquer.

HOVENSA, LLC

PDVSA VI 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 /

Merey) a largo plazo con HOVENSA. La refinería está estratégicamente ubicada para suplir de 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 2009 la refinería Hovensa procesó 401,6 MBD mientras que para el año 2008, el volumen procesado fue de 441,8 MBD del año 2008. La reducción en volumen de crudo procesado se debió, principalmente, al deterioro de las condiciones de mercado.

Entre los logros más significativos del período destacan la reducción del número de incidentes ambientales, la optimización de los niveles de inventarios de productos, así como la racionalización de la fuerza laboral. Estas acciones estuvieron dirigidas a maximizar el flujo de caja. Adicionalmente, se aumentaron los esfuerzos en la reducción de costos operacionales, lo que representó un ahorro de 18%, principalmente, en los renglones de gastos de paradas de plantas, mantenimiento y gastos fijos, así como se disminuyeron significativamente los desembolsos por inversiones en alrededor de 60%.

En el área ambiental se logró una reducción de 70% en el número de opacidades (el cual es un índice de las emisiones al aire), y se encuentra en ejecución un plan para mejoramiento de confiabilidad de la planta y automatización de procesos, en conjunto con el proyecto para mejorar eficiencia de los hornos y calderas para el año 2012.

En lo que respecta a las unidades más críticas de la refinería, FCC bajó su desempeño de 109 MBD en el año 2008, a 105 MBD en el año 2009, debido a problemas operacionales a lo largo del año; asimismo, la unidad de Coquer tuvo rendimiento menor respecto al año anterior (la carga promedio se ubicó en 47 MBD vs. 54 MBD en el año 2008). El procesamiento de crudo venezolano fue de 242 MBD, los cuales corresponden a 93 MBD de Merey, 146 MBD de Mesa y 3 MBD de Santa Bárbara y otros.

Durante el año 2009 se llevaron a cabo muy pocas paradas programadas. Destacan en el primer semestre, las paradas en la Unidad de Reformación 3 para regeneración de catalizador, parada en la Unidad de Recobro de Azufre 3, las cuales obligaron a parada de la Unidad de Hidrotratamiento 6, debido a las limitaciones de H₂ y planta de azufre. Durante el segundo

semestre, se realizaron paradas por cambio de catalizador en Unidad de Hidrotratamiento 7 y reparaciones por limpieza de intercambiadores en la Unidad de Destilación 5.

En Proyectos Mayores de Inversión, durante el año 2009, debido al redimensionamiento y desfase de proyectos, sólo se llevaron a cabo proyectos reguladores de carácter obligatorio y se dirigió el proyecto de parada del Bloque FCC para el año 2010.

Caribe

Refinería Isla



La Refinería Isla, ubicada en Curacao, 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 Curacao 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 Curacao. 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.

En el año 2003 culminó el proyecto IURP (Isla Refinery Upgrading Program), el cual contempló la construcción de la unidad de hidrógeno de 105 TMD (Toneladas métricas día), una estación de compresión de hidrógeno, dos unidades de recuperación de azufre (77 TMD c/u), una unidad despojadora de agua ácida, una unidad de procesamiento de Slops, una planta para la distribución de asfalto hacia los hornos, una planta de tratamiento para retirar los mercaptanos y H₂S (Ácido Sulfhídrico) de la corriente de Propano-Propileno, y además se realizó la remodelación de una unidad hidrodesulfuradora existente, convirtiéndola en una unidad de hidrocrackeo moderado, aumentando su capacidad de 2000 TMD a 4000 TMD. Adicionalmente se hicieron mejoras en la unidad de Alquilación, a las tres unidades de azufre existentes, al sistema de mechorrio, al sistema de distribución eléctrica y a la sala de control. Este proyecto permitió que la refinería manejara sus operaciones de forma más competitiva en el mercado del caribe, así como de disminuir su impacto sobre el medio ambiente.

Durante 2009 se procesaron 183 MBD de crudo suministrados por PDVSA, mientras que para el año 2008 fue de 197 MBD. Operacionalmente tuvo varias paradas totales de la refinería debido a problemas en el suministro de servicios industriales, lo afectó el rendimiento en los factores de utilización y servicio en todas las unidades.

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., manteniéndose el porcentaje de participación de cada uno de los miembros. Esta asociación tiene como objetivo estratégico desarro-

llar 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 generación de 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 Hidrocraqueo 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 2009 se procesaron 57,2 MBD de crudo vs. 56,1 MBD del año 2008, los cuales fueron suministrados completamente por PDVSA. Operacionalmente, en el rendimiento de la refinería se destaca la culminación exitosa de la parada programada de la Unidad de Reformación para regeneración del catalizador, a mediados de año, y una parada de oportunidad de mantenimiento en toda la refinería en el mes de diciembre, cumpliéndose el plan anual de procesamiento.

Adicionalmente, como parte del apuntalamiento de los convenios de suministro de crudo establecidos con la República de Cuba, desde el mes de mayo se encuentra en operación el buque Sandino, adquirido por la empresa mixta cubano-venezolana Transportes del Alba (Transalba), el cual junto al buque Petión, consolidará la independencia en el transporte de crudo hacia los países de Centroamérica y El Caribe.

Petrojam Limited - Refinería Jamaica

En el marco del acuerdo de Petrocaribe, el 14 agosto de 2006 se firmó el acuerdo de asociación entre PDV Caribe y la Corporación

de Petróleo de Jamaica (PCJ) 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 Coquer de 15 MBD. Los productos finales son: GLP, gasolina (sin plomo 87 y 90 octanos), jet A-1, diesel, Heavy Fuel Oil (2,2%p y 3%p S) y asfalto, siendo algunos de estos exportados a países de la región caribeña.

Durante el año 2009 el procesamiento promedio de crudo de la Refinería de Jamaica se ubicó 23,8 MBD mientras que para el año 2008 fue de 24,9 MBD. Actualmente, la dieta de la refinería es casi 100% crudo venezolano. La utilización de la Refinería para este período fue de 81,6%, principalmente, debido a que durante el mes de octubre hubo una parada planificada para regeneración de catalizador de la unidad de reformación.

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 también tiene participación en otras tres refinerías: 12% en MiRO en Karlsruhe, 19% en PCK en Schwedt y 13% en Bayernoil en Neustadt. La capacidad de refinación de crudo de PDVSA es de 115 MBD, 37 MBD, 45 MBD y 33 MBD, respectivamente, para un total de 230 MBD. En el año 2009 PDVSA suministró a ROG 217 MBD de crudo, distribuido en 190,9 MBD en compras a terceros y 26,3 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, amoníaco y varios otros productos petroquímicos.

Durante el año 2009, el rendimiento general de las refinerías del circuito ROG estuvo caracterizado por una alta disponibilidad, pero con utilización ligeramente por debajo del plan, debido a las

condiciones negativas del mercado. El ambiente comercial del año 2009 fue débil, sobre todo durante el primer semestre, con márgenes de refinación muy deprimidos por la baja demanda de productos y diferenciales de crudos dulces-ácidos muy bajos, lo que impacta principalmente a las refinerías de PCK y GE.

Las nuevas unidades del Proyecto ISAR en la refinería Bayern Oil alcanzaron 100% de disponibilidad a mediados de año, así mismo continúan en ejecución las inversiones en el área de seguridad, ambiente y en mantenimiento de las refinerías con la finalidad de cumplir con las exigencias legales de la Comunidad Europea. Como parte de las estrategias para enfrentar la debilidad del mercado, el negocio ha implementado un plan de reducción de costos de operación y de inversiones de capital, para lo cual se inició la implementación en todas las refinerías de un sistema de manejo de proyectos.

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 finales del año 2009, el procesamiento de crudo en las refinerías de Nynas se ubicó en 56,6 MBD, similar al del año 2008. De ese volumen, 49,4 MBD fue crudo venezolano y 7,2 MBD fue de compras a terceros. Dada la alta competitividad en el mercado de los lubricantes y asfaltos producidos por Nynas y el esfuerzo de reducción de costos y reorientación de las inversiones se lograron resultados financieros por encima de lo presupuestado.

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

	2009		2008 (5)		2007 (5)	
	mbd		mbd		mbd	
Capacidad Total de Refinación	4.275		4.275		4.287	
Participación de PDVSA en la Capacidad	3.035		3.035		3.098	
Alimentación a Refinación (1)						
Crudo - Suministrado por PDVSA						
Liviano	457	17%	416	15%	446	16%
Mediano	600	22%	654	24%	858	31%
Pesado	586	22%	627	23%	478	17%
Subtotal	1.643	62%	1.697	63%	1.782	64%
Crudo - Suministrado por Terceros						
Liviano	394	15%	402	15%	387	14%
Mediano	95	4%	128	5%	116	4%
Pesado	202	8%	214	8%	236	8%
Subtotal	691	26%	744	27%	739	26%
Otros Insumos						
Suministrados por PDVSA	175	7%	125	5%	182	6%
Suministrados por Terceros	189	7%	142	5%	98	3%
Total Transferencias(6)	(29)	-	-	-	-	-
Gasolinas / Naftas	(17)	-	-	-	-	-
Destilados	(10)	-	-	-	-	-
Lubricantes	(1)	-	-	-	-	-
Otros	(1)	-	-	-	-	-
Subtotal	335	13%	267	10%	280	10%
Alimentación Total a Refinación						
Suministrado por PDVSA (2)	1.818	68%	1.822	67%	1.964	70%
Suministrado por Terceros	880	33%	886	33%	837	30%
Transferencias	(29)	-	-	-	-	-
Alimentación Total a Refinación	2.669	100%	2.708	100%	2.801	100%
Factor de Utilización (3)	77%		80%		81%	
Productos Obtenidos (4)						
Gasolinas / Naftas	886	-	-	-	-	-
Gasolinas / Naftas Transferida (6)	(17)	-	-	-	-	-
Total Gasolinas/Naftas	869	33%	906	33%	937	33%
Destilados	878	-	-	-	-	-
Destilados Transferidos (6)	(10)	-	-	-	-	-
Total Destilados	868	33%	896	33%	892	32%
Residual de bajo Azufre	79	3%	54	2%	75	3%
Residual de alto Azufre	372	14%	293	11%	274	10%
Asfalto / Coque	129	5%	90	3%	158	6%
Lubricantes	16	-	-	-	-	-
Lubricantes Transferidos (6)	(1)	-	-	-	-	-
Total Lubricantes	15	1%	14	1%	13	0%
Petroquímicos	100	4%	109	4%	107	4%
Otros	256	-	-	-	-	-
Otros Transferidos (6)	(1)	-	-	-	-	-
Total Otros	255	10%	383	14%	406	14%
Total Producido	2.687	101%	2.746	101%	2.862	102%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	(18)	(1%)	(38)	(1%)	(61)	(2%)
Total Producido	2.669	100%	2.708	100%	2.801	100%

(1) PDVSA aportó 68%, 67% y 70% de los requerimientos totales de crudo e insumos a las refinерías en las que posee participación para los años 2009, 2008 y 2007, 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 los años 2007 y 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.



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 de 2009, la refinería pasó a ser una unidad de negocio independiente de PDVSA financieramente. 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.

Los volúmenes de intercambio entre refinería Isla y el Sistema de Refinación nacional durante 2009 fueron de 29 MBD de los siguientes insumos y/o productos: 17 MBD de gasolinas y naftas, 10 MBD de destilados, 1 MBD de lubricantes y 1 MBD de otros productos.

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); Cabruta en el Estado Guárico (200 MBD), a ser desarrollada en tres etapas, iniciando como Mejorador, siguiendo como Refinería Combustible y finalmente como Refinería Petroquímica; Asimismo, se contempla una nueva refinería en el Estado Zulia (200 MBD).
- **Adecuación de plantas existentes**, donde se agregará capacidad de conversión profunda a las Refinerías Puerto La Cruz y El Palito. Con respecto al Centro de Refinación Paraguaná, se visualizan los proyectos de Adecuación Conversión Media y Profunda y Polo Petroquímico Paraguaná.

Aunado a estos proyectos, se visualiza la construcción de mejoradores de crudos extrapesados, incremento de infraestructura para transporte y almacenamiento de crudos, entre otras facilidades:

- **Cinco Mejoradores de Crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)**, contempla la construcción de la infraestructura necesaria para procesar crudos extrapesados provenientes de la FPO; con capacidad de procesamiento de 200 MBD c/u.
- **Condominios de Servicios Industriales**, contempla el diseño de dos condominios de servicios (gas natural, electricidad, hidrógeno, nitrógeno, aire de planta, vapor, entre otros),

para atender requerimientos de los complejos de mejoramiento de crudos extrapesados de las áreas Junín y Carabobo.

- **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, almacenamiento, y embarque en Punta Cuchillo para productos sólidos (coque y azufre).

Asimismo, en el Plan de Refinación se han identificado los siguientes proyectos internacionales, con el propósito de alcanzar márgenes más altos en productos de petróleo refinado, cumpliendo con los estándares de calidad estipulados por cada mercado:

- **En el Caribe**, Kingston en Jamaica (35 a 50 MBD) y Camilo Cienfuegos en Cuba (65 a 150 MBD), manteniéndose la participación actual de PDVSA de 49%. Adicionalmente, se visualiza la expansión de la refinería Hermanos Díaz (22 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 del 49%. Nuevas refinerías: El Supremo Sueño de Bolívar en Nicaragua (150 MBD), del Caribe Oriental en Dominica (10 MBD), Matanzas en Cuba (150 MBD), y Haití en Haití (20 MBD).
- **En Suramérica**, construcción de nuevas refinerías Abreu e Lima en Brasil (200 MBD) y el Complejo Refinador del Pacífico en Ecuador (300 MBD).
- **En Asia**, se contemplan nuevas refinerías en China Jieyang (400 MBD), Weihai (200 MBD) y Shandong (200 MBD), que adoptarán tecnologías de avanzada, cumpliendo con estándares de calidad EURO IV. Igualmente, se contemplan proyectos en Siria (140 MBD) y la expansión de la refinería Dzung Quat en Vietnam (de 140 a 210 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 del 40%.

4 COMERCIO Y SUMINISTRO



a. Exportaciones

La gestión de Comercio y Suministro se desarrolló durante el año 2009 en el contexto de un mercado mundial caracterizado por un primer trimestre que mantuvo la tendencia de finales del año 2008, con una marcada desaceleración de la economía estadounidense, europea y asiática, retiro de fondos especulativos del mercado de crudos a futuro, disminución de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial, débiles márgenes de refinación y tensiones geopolíticas en países productores. Sin embargo, durante el segundo semestre del año 2009 se observó una recuperación de los precios de los hidrocarburos, apalancados por la política de control de volúmenes de producción establecida en el seno de la OPEP.

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.
- Lograr los mejores precios del mercado internacional en la comercialización y venta de hidrocarburos.
- Disminuir costos asociados a transporte, almacenamiento e infraestructura.
- Diversificar los mercados para crudos y productos con visión hacia el mercado asiático en China y dar soporte a la integra-

ción 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 2009, las exportaciones de crudos y productos alcanzaron 2.682 MBD, lo que representa una disminución de 215 MBD con respecto al año 2008, en el que se exportaron 2.897 MBD, como consecuencia, principalmente, de la reducción de los niveles de producción de crudo para adecuarse a los compromisos de recorte acordados en la OPEP.

Exportación Nación (MBD)

EXPORTACIÓN NACIÓN (MBD)	2009	2008	2007	2006	2005
Total (PETRÓLEO Y PRODUCTOS)	2.682	2.897	2.789	2.975	3.023
Empresas Filiales	2.682	2.876	2.496	2.615	2.612
PDVSA Petróleo	2.283	2.417	2.390	2.482	2.454
PDVSA Gas	50	52	67	74	56
CVP	332	375	-	-	-
Bitor	5	20	26	43	86
Commerchamp	12	12	13	16	16
Terceros en la Faja	-	21	293	360	411
PETRÓLEO	2.019	2.228	2.116	2.210	2.206
Empresas Filiales	2.019	2.213	1.874	1.917	1.876
PDVSA Petróleo	1.737	1.892	1.874	1.917	1.876
Liviano	551	548	567	634	689
Mediano	198	320	290	255	248
Pesado y extrapesado	988	1,024	1,017	1,028	939
CVP Pesado y extrapesado	282	321	-	-	-
Terceros en la Faja	-	15	242	293	330
PRODUCTOS (REFINADOS Y ORIMULSIÓN®)	663	669	673	765	817
Empresas Filiales	663	663	622	698	736
PDVSA Petróleo	546	525	516	565	578
Gasolinas y naftas	48	69	80	95	87
Destilados	108	104	133	140	162
Combustible residual <i>fuel oil</i>	297	227	160	174	189
Asfalto	1	-	10	16	20
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	59	64	59	58	60
Otros	33	61	74	82	60
PDVSA Gas	50	52	67	74	56
CVP	50	54	-	-	-
Bitor	5	20	26	43	86
Commerchamp	12	12	13	16	16
Combustible residual <i>fuel oil</i>	4	3	4	8	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	8	9	9	8	8
Terceros en la Faja (coque, azufre)	-	6	51	67	81

En cuanto a los destinos de las exportaciones totales de petróleo, 1.228 MBD (61%) fueron exportados a los países de Norteamérica; 370 MBD (18%) al Caribe; 18 MBD (0,8%) a Centroamérica; 31 MBD (2%) a Suramérica; 148 MBD (7%) a Europa; 217 MBD (11%) a Asia; 4 MBD (0,2%) a África y 3 MBD a otros destinos.

Del total de productos refinados y LGN generados en la República Bolivariana de Venezuela, 129 MBD (19%) se vendieron a los países de Norteamérica; 44 MBD (7%) al Caribe; 7 MBD (1%) a Centroamérica; 60 MBD (9%) a Suramérica; 98 MBD (15%) a Europa; 303 MBD (45%) a Asia; 10 MBD (2%) a África y 12 MBD (2%) a localidades no registradas por tratarse de naves en tránsito.

A continuación se muestra la tabla de exportaciones por destino efectuada en los años 2009 y 2008 de petróleo y productos:

Exportaciones por destino (MBD)						
DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Total	2.019	2.228	663	669	2.682	2.897
Norteamérica	1.228	1.340	129	160	1.357	1.500
EEUU Continental	958	1.052	123	156	1.081	1.208
EEUU Saint Croix	246	271	1	-	247	271
Canadá	24	17	1	2	25	19
México	-	-	4	2	4	2
Caribe Insular	370	408	44	50	414	458
Curazao	182	205	8	7	190	212
Caribe Insular 2	188	203	36	43	224	246
Aruba	39	49	-	-	39	49
Bahamas	-	-	-	-	-	-
Bonaire	-	-	2	-	2	-
Cuba	103	98	9	17	112	115
Haití	-	-	1	1	1	1
Jamaica	23	22	5	3	28	25
Martinica	2	2	-	-	2	2
Puerto Rico	-	-	-	1	-	1
República Dominicana	18	19	18	13	36	32
San Eustaquio	-	-	1	8	1	8
Santa Lucía	-	7	-	-	-	7
Trinidad	3	6	-	-	3	6
Centroamérica	18	20	7	20	25	40
Costa Rica	2	10	1	5	3	15
El Salvador	-	-	1	4	1	4
Guatemala	-	-	2	2	2	2
Honduras	-	-	-	1	-	1
Nicaragua	16	10	2	-	18	10
Panamá	-	-	1	8	1	8
Suramérica	31	22	60	76	90	98
Argentina	-	-	1	-	1	-
Bolivia	-	-	-	1	-	1
Brasil	-	-	32	24	32	24
Chile	-	-	-	-	-	-
Colombia	-	-	1	2	1	2
Ecuador	-	-	25	49	25	49
Paraguay	-	-	-	-	-	-
Perú	9	5	1	-	10	5
Uruguay	22	17	-	-	22	17

Exportaciones por destino (MBD) Continuación.

DESTINO	PETRÓLEO		PRODUCTOS		TOTAL	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Europa	148	146	98	99	246	245
Alemania	17	31	-	-	17	31
Bélgica	14	14	-	3	14	17
Bulgaria	-	-	-	-	-	-
Croacia	-	-	-	-	-	-
España	40	21	21	25	61	46
Francia	3	-	8	12	11	12
Grecia	-	-	8	10	8	10
Holanda	10	19	33	24	43	43
Italia	17	14	10	16	27	30
Malta	-	-	-	-	-	-
Portugal	5	5	2	2	7	7
Reino Unido	23	21	12	5	35	26
Rumania	-	-	-	2	-	2
Suecia	19	-	-	-	19	-
Otros	-	21	4	-	4	21
Asia	217	276	303	237	520	513
China	107	140	275	181	382	321
India	103	134	1	-	104	134
Japón	-	-	1	-	1	-
Líbano	-	-	-	-	-	-
Malasia	7	2	9	5	16	7
Singapur	-	-	5	33	5	33
Turquía	-	-	12	18	12	18
África	4	8	10	15	14	23
Angola	-	-	-	1	-	1
Costa de Marfil	4	3	1	1	5	4
Ghana	-	-	-	1	-	1
Marruecos	-	-	7	7	7	7
Nigeria	-	-	-	2	-	2
Suráfrica	-	5	-	-	-	5
Togo	-	-	1	2	1	2
Túnez	-	-	1	1	1	1
Otros	3	8	12	12	15	20

Otras exportaciones

Commerchamp, filial de PDVSA, está dedicada a la venta de combustibles a las naves en tránsito, en puertos y aeropuertos internacionales del país; durante el año 2009 las exportaciones alcanzaron un volumen de 4 MBD de combustible residual para barcos y 8 MBD de combustible para motores a reacción de aeronaves totalizando 12 MBD.

En materia de comercialización internacional de productos al detal, y con el objetivo de cumplir con la visión geopolítica de integración latinoamericana, Commercit, filial 100% de PDVSA, logró colocar 3,8 millones de galones de lubricantes terminados (equivalentes a 90 Mbls), conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, S.A., PDV Brasil Combustiveis e Lubrificantes, Ltda. y PDV Guatemala Limitada; esta última, apoya las actividades para el mercado de Guatemala, El Salvador y Belice.



Este volumen representa un incremento de 40% en las ventas de lubricantes en relación al año 2008, alcanzando un monto de 25,6 millones de dólares para el 2009, en comparación con los 21 millones de dólares del año 2008.

El total del Mercado Ecuatoriano de lubricantes es de 22 millones de Galones, y PDV Ecuador alcanzó colocar 2 millones 100 mil galones lo que equivale al 10% del mercado.

Durante el año 2009, se comercializaron 1,2 millones de galones (equivalentes a 28,5 MBIs) de bases lubricantes para atender pequeños requerimientos en el mercado suramericano a través de PDV Ecuador y PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes.

Asimismo, se comercializaron 15,9 millones de galones de combustibles (equivalentes a 378,6 MBIs) a través de la red de estaciones de servicio de PDV Brasil Combustíveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador; esta última, comenzó la comercialización de combustibles en septiembre del año 2009.

Fondo Pesado Chino

Durante el año 2009, en el marco de los convenios de cooperación con la República Popular China, se realizó la expansión del fondo pesado chino por un monto de 6.000 millones de dóla-

res, de los cuales 4.000 millones de dólares fueron aportados por el Banco de Desarrollo Chino y 2.000 millones de dólares por el Bandes, alcanzando un total de 12.000 millones de dólares. Este esquema de financiamiento, que comenzó en el año 2007 con un primer aporte de 6.000 millones de dólares (4.000 millones de dólares del Banco de Desarrollo Chino, y 2.000 millones de dólares del Bandes), va acompañado por un contrato de suministro de fuel oil para realizar el pago de esta deuda. En el caso del Fondo Pesado I, se estableció un contrato de 100 MBD de Fuel Oil por una duración de 3 años. Para el Fondo Pesado II, se incorporaron algunos aspectos novedosos en este nuevo contrato, tales como la variabilidad de los volúmenes a entregar, los cuales dependen de los precios promedios realizados en cada trimestre; dicho volumen puede oscilar desde un mínimo de 107 MBD, en el caso de precios superiores a 60 \$/Bl, hasta un máximo de 153 MBD, cuando el precio sea inferior a 42 \$/Bl. Entre los proyectos mayores que se han financiado con este fondo se encuentran: el satélite Simón Bolívar, 5 líneas del Metro (2 en Caracas, Los Teques, Valencia y Maracaibo), el tren Cúa-Encrucijada y la Autopista Gran Mariscal de Ayacucho.



b. Mercado Interno

Comercialización y Distribución Venezuela (CyDV) es la organización de PDVSA 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. Las operaciones ejecutadas por CyDV y Deltaven (filial de PDVSA dedicada a la comercialización en el mercado interno), se encuentran en fase de integración enmarcadas dentro de los lineamientos establecidos en la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos (Gaceta Oficial N° 39.019 de fecha

18 de septiembre de 2008), cuya finalidad es la de reservar al Estado la actividad de intermediación para el suministro de combustibles líquidos a nivel nacional.

CyDV distribuye combustible a nivel nacional a través de 18 plantas de distribución, con una capacidad de 6.881 MBIs, previniéndose una expansión en el almacenamiento a 7.406 MBIs, a través de 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 terminal es de 302 MBD (excluyendo el volumen transportado de GLP e importaciones).

La comercialización de los productos se despliega en los siguientes negocios:

- Venta de combustibles a través de 1.861 estaciones de servicio (EE/SS) distribuidas en todo el territorio nacional.
- Venta de combustibles para aeronaves, atendidas por 23 plantas de distribución en el país (incorporadas tres plantas este año en los aeropuertos Charallave, Ávila y Caicara del Orinoco), y la venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo, mediante tuberías, cisternas o gabarras (puertos de Cumaná, Güiría y Punta Meta).
- Venta de combustibles y lubricantes para los sectores automotor, industrial y eléctrico; así como especialidades (azufres, coque, parafinas, solventes y asfaltos). En el caso de los lubricantes PDV®, se cuenta con la planta de mezcla y envasado de lubricantes ubicada en Cardón, estado Falcón, que produjo en el año 2009, 120.233 MLts en lubricantes.

La Planta de Mezclas y Envasado de Lubricantes Cardón recibió diferentes auditorías asociadas a los sistemas de gestión, obteniendo resultados satisfactorios para el Sistema de Gestión Ambiental bajo la Norma ISO 14001, manteniendo además la certificación internacional IQNET, y las certificaciones asociadas al Sistema de Gestión de la Calidad bajo la norma ISO 9001, la especificación técnica ISO TS 16949, la Marca Fondonorma, Certificado API, y se obtuvo 40% de avance del proceso de acreditación del laboratorio de la planta, demostrando el compromiso de PDVSA y garantizando el mantenimiento de los sistemas de gestión adquiridos. Adicionalmente, en la evaluación técnica lubricantes 5W-40, vehículos Mitsubishi Montero, en expedición por Suramérica, partiendo desde Caracas hasta los desiertos del Sur (Bolivia, Chile, Perú y Argentina), se obtuvieron resultados altamente satisfactorios en condiciones extremas.

CyDV incentiva la pesca artesanal a través de la construcción y mantenimiento de los módulos de combustibles PESCAR. Por consiguiente, se han entregado a PDVAL siete módulos (La Vela, Nuevo Barrio y Puerto Cumarebo en Falcón, Palmarito en Mérida, Punta de Gato en Sucre, y Robledal y Boca de Río en Nueva Esparta), permitiendo suministrar combustibles y lubricantes en comunidades pesqueras organizadas en el territorio nacional, faltando por entregar 10 módulos (Puerto Vivas y Puerto Viejo en Mérida, Río Seco en Falcón, La Zorra en Vargas, Cata en Aragua, Manzanillo y Guamache en Nueva Esparta, Barrancas en Monagas, Las Bonitas en Bolívar y Playa Blanca en Carabobo).



Plan de Reordenamiento

Dentro del marco de la Ley de Apertura del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, a partir del año 1998, se permitió la participación en la actividad de intermediación de empresas mayoristas nacionales y extranjeras, las cuales en 10 años abanderaron 885 EE/SS. Con la entrada en vigencia de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, el Estado se reservó la actividad de intermediación y asumió a través de PDVSA, el abanderamiento de todas las EE/SS a nivel nacional (Artículo 4°).

Durante el año 2009, PDVSA, a través de CyDV, inició el cambio de imagen en 60 estaciones de servicio, seleccionadas por la Dirección de Mercado Interno del MENPET y enmarcadas en el Plan de Reordenamiento del Mercado Interno. El plan está dividido en cuatro fases (1ra Fase 129 EE/SS, en dos etapas, y la 2da, 3ra y 4ta Fase serán de 252 EE/SS c/u), en un período de ejecución a partir del año 2009 hasta el 2015. El abanderamiento considera la adecuación del poste emblema, pantalla de techos, iluminación, pintura, adecuación de áreas exteriores y baños.

Volumen Despachado al Mercado Interno en el año 2009

En la siguiente tabla se muestra el histórico de las ventas de PDVSA en el mercado interno de líquidos y gas natural:

Ventas en el Mercado Interno					
	2009	2008	2007	2006	2005
Líquidos (MBD)	599	580	564	548	506
Gas natural licuado (MBD)	81	81	82	83	78
Productos Refinados (MBD)	518	499	482	465	428
Gasolinas para automóviles	290	287	274	257	240
Gasóleos y destilados	152	148	137	133	121
Residual	54	34	41	45	40
Asfaltos	8	11	11	11	8
Kerosene/Turbocombustibles/Jet A-1	6	5	6	5	6
Otros (1)	3	6	6	7	7
Aceites, lubricantes y grasas	4	5	4	5	5
Naftas	1	2	2	1	1
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	1
Gas natural (MBpe)	307	307	512	431	392
Total Líquidos y gas natural (MBpe)	906	887	1.076	979	898
Gas natural (MMPCD)	1.816	1.870	2.972	2.632	2.394
Gas natural (\$/MPC)	1,13	1,63	0,77	0,54	0,54
Líquidos (\$/Bl)	7,21	8,39	7,29	7,07	6,97

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

Fuente: Gerencia de CyDV.

La venta promedio en CyDV a nivel nacional durante el año 2009 alcanzó un volumen de 518 MBD y para el mismo período del año 2008 se obtuvo un volumen de ventas de 499 MBD, lo que representa un incremento de 4%.

Durante el año 2009 el consumo de gasolinas para automóviles aumentó en 3 MBD (1%) con respecto al año anterior. Este incremento se debe, principalmente, a la incorporación de 136.517 nuevos vehículos al parque automotor del país⁶, vendidos durante el año 2009. Adicionalmente, se observa un incremento del producto residual en 23 MBD (68%) en comparación al año anterior, debido al inicio de operaciones de la Unidad 7 de la EDC Tocoa (fuel oil). El incremento de 15 MBD (10%) en gasóleos y destilados fue motivado principalmente a la entrada en funcionamiento de 36 plantas portátiles para generación eléctrica a nivel nacional (diesel).

Para satisfacer las demandas futuras de líquidos y gas al mercado interno, 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 y respaldar el Plan Siembra Petrolera.

Dentro de los proyectos que desarrolla CyDV, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera, 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.

⁶ Fuente: Cámara Automotriz de Venezuela (CAVENEZ)



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 denominado SUMANDES. Además, la construcción de las obras del tramo Tiguadare-CRP y la instalación de la plataforma de telecomunicaciones, durante el período 2002-2010. El proyecto SUFAZ tiene un avance físico real acumulado de 50% al 31 de diciembre de 2009 y corresponde a la ingeniería concluida, permisología obtenida, además de los materiales y equipos adquiridos (123,5 Km de tubería recibida).

Proyecto Ampliación Capacidad SUMANDES Planta de Distribución San Lorenzo

El nombre corresponde al proyecto original ejecutado entre finales de los años 80 hasta su puesta en operación en 1992 sobre el Suministro de Combustible tanto a la Región Andina como a los Andes (SUMANDES).

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 este proyecto, se tiene previsto construir una nueva estación de bombeo en el área del Bloque M6 del campo Tía Juana, estado Zulia y una subestación eléctrica que la alimente. También contempla efectuar el reemplazo de las bombas existentes en la Planta San Lorenzo ubicada en San Lorenzo-San Timoteo, estado Zulia.

El proyecto presenta un avance físico real acumulado de 95% al 31 de diciembre de 2009, correspondiente a la culminación de la construcción de la subestación eléctrica e instalación de los equipos de bombeo en la estación del Bloque M6.

Para el año 2010 se tiene previsto culminar la fase de pruebas y operaciones iniciales, terminar las obras y cerrar el contrato de la estación de bombeo de San Lorenzo, así como la adquisición de materiales para la puesta en marcha por dos años de operación.

Proyectos de Confiabilidad Operacional

La cartera de proyectos está constituida por las siguientes categorías: 2 proyectos de suministro eléctrico, 17 de protección integral, 10 de confiabilidad de planta, 3 de desarrollo urbano, 5 en otras inversiones y 2 de procura de equipos, para garantizar

que la infraestructura de suministro se mantenga a la vanguardia en tecnología, apegada a la normativa de seguridad.

a. Suministro Eléctrico:

- Se realizó la procura de 17 Km de cable correspondientes al proyecto Adecuación de Alumbrado de la Planta de Distribución (P/D) San Lorenzo.

b. Protección Integral:

- Culminados los proyectos Adecuación del Sistema de Control de Válvulas del Poliducto Sisor e Instalación de Controlotrones.
- Recibidos 58 actuadores e instalados 40 en la P/D Guatire, además de 47 recibidos y 38 instalados para la P/D en Carenero, en el marco del proyecto Actualización Tecnológica de Actuadores Eléctricos, lo cual representa un porcentaje de culminación de 81% para la P/D Guatire y 69% para la P/D Carenero.
- Firmados los contratos correspondientes a las obras de actualización tecnológica de los actuadores eléctricos de las P/D Carenero y Guatire, y la instalación del Sistema Puesta Tierra (aterramiento de instalaciones para protección de equipos electrónicos) de las P/D Maturín, San Tomé, Ciudad Bolívar y Puerto Ordaz.
- Culminados los cierres administrativos de los contratos con un cumplimiento de 100% de los proyectos: Sistema de Medición de Tanque (SMT) distrito Metropolitano y Sistema Parada de Emergencia (SPE) distrito Oriente.
- 98% de avance físico de obra del Proyecto Construcción de Área para Comedor Carenero.

c. Confiabilidad de Planta:

- Culminado el proyecto adecuación de isla N°2 El Vigía para garantizar el suministro oportuno de combustibles con la finalidad de cubrir el incremento imprevisto de la demanda en la zona.
- Realizado 95% de avance físico de obra del proyecto reubicación de tuberías desde patio de tanques a llenadero en P/D Yagua.
- Inicio de la ingeniería de detalle, y procura de 64 actuadores, así como inicio de procura de los centros de control de

motores, rectificadores y sistema de potencia ininterrumpida, correspondiente al proyecto Modernización El Guamache.

- Desarrollo de ingeniería de detalle e inicio de procura de las 5 válvulas del proyecto Instalación de Válvulas de Cierre de Emergencia Guaraguao.
- Realizados estudios Análisis de Peligro Operacional (HAZOP) de las P/D Guaraguao y El Guamache.
- Desarrollo de la ingeniería de detalle del Proyecto Adecuación del Sistema de Suministro de Diesel a la C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (Enelven).

d. Otras Inversiones:

- Inicio del desarrollo de ingeniería de detalle, así como de procura de válvulas y filtros correspondientes a los Proyectos de Adecuación de los Puertos Pesqueros Güiría y Punta Meta.

e. Procura de Equipos:

- Realizada procura del equipo de determinación de azufre.

Proyectos Iniciados durante el año 2008

Instalación de Válvulas de Cierre de Emergencia Guaraguao; Adecuación Tecnológica de despacho 7x24; Homologación del Sistema de Medición de tanque de Bajo Grande; Homologación del Sistema de Medición de tanque de El Vigía; Homologación del Sistema de Medición de tanque de San Lorenzo; Actualización Tecnológica de Actuadores Eléctricos Guatire; Actualización Tecnológica de Actuadores Eléctricos Carenero; Actualización Tecnológica de Actuadores Eléctricos San Tomé.

Proyectos Iniciados durante el año 2009

Adecuación del Sistema de Alumbrado de San Lorenzo; Adecuación de Planta de Puerto Pesquero Güiría; Adecuación de Planta de Puerto Pesquero Punta Meta; Construcción de Tanque de 100.000 Bls.; Reubicación de Tuberías desde Patio de Tanques a llenadero en Planta de Distribución Yagua; Construcción de un Muro Cortafuegos y vías de escape para protección integral de las oficinas de la Gerencia Técnica; Adecuación de las Instalaciones eléctricas de las oficinas de la Gerencia Técnica; Aumento de la capacidad del Poliducto El Palito-Barquisimeto; Instalación de Controlotrones.

Proyectos Culminados durante el año 2009

Instalación de Tuberías de Recolección de Vapores en Planta de Distribución (P/D) Barquisimeto; Instalación de Controlotrones; Adecuación del Sistema de Control de Válvulas de Poliducto Sisor; Adecuación de la Isla N°2 El Vigía.

Estudios de Visualización, Conceptualización y Definición (VCD):

a. Comercio y Suministro:

- Culminado el desarrollo de la ingeniería conceptual de la nueva P/D Catia La Mar, adicionalmente se culminó la ingeniería básica para la evaluación de la capacidad del poliducto El Proyecto Reemplazo SUMANDES presenta un avance físico real de 96%, en el desarrollo de la ingeniería básica.

b. Comercialización y Distribución Venezuela:

Culminadas 5 ingenierías de:

- Diseño y construcción del galpón de casa de bombas, en el sistema El Palito-Yagua.
- Evaluación de la integridad mecánica de las líneas de tubería y múltiples de recibo y descarga P/D Carenero.
- Sustitución de dique de amarre del muelle isla en P/D El Guamache.
- Mejoras al módulo de combustible de aviación Santa Elena de Uairén.
- Instalación de un tanque adicional con capacidad de 800.000 Lts, como parte del Proyecto de Ampliación de Base Aérea Barcelona.

c. Calidad de Productos:

- Realizadas inspecciones a los sistemas de productos de aviación de las P/D Puerto La Cruz, Bajo Grande, Catia La Mar y El Palito. Completadas las inspecciones planificadas a las Plantas de Suministro (P/S) de Combustibles de Aviación en las Regiones Oriente, Occidente y Metropolitano. Verificación de reemplazo de filtros coalescentes (100%) y monitores en las P/S de Combustibles de Aviación. Asistencia técnica a la P/D



Puerto La Cruz por combustible Jet-A1 fuera de especificación y coordinación de comité de Investigación.

- Inspecciones de calidad y cantidad a las P/D El Palito, Yagua, Barquisimeto, Carenero, Guatire, Bajo Grande, San Lorenzo, El Vigía, Cardón, Catia La Mar, El Guamache, Puerto La Cruz, Puerto Ayacucho, San Tomé, Ciudad Bolívar y Puerto Ordaz.
- Realizada pruebas Millipore (miden características físicas y químicas de los combustibles) peso a las P/D Puerto La Cruz, Cardón, El Guamache y Catia La Mar. Seguimiento a Proyecto 7070 de INTEVEP en el muestreo semanal de combustibles a las P/D Catia La Mar, El Palito, Bajo Grande y Puerto La Cruz.
- Inspecciones a industrias procesadoras junto a la Gerencia de Comercialización y la Dirección de Fiscalización del MENPET.
- Apoyo de calidad al grupo aéreo presidencial N°4 FABV (Pruebas Millipore).
- Se atendieron 26 auditorías de aerolíneas segregadas de la siguiente manera: 5 en la P/S La Chinita (2 nacionales y 3 inter-

nacionales), 4 auditorías en P/S Valencia (1 nacional y 3 internacionales) y 17 auditorías de aerolíneas en P/D Maiquetía (4 nacionales y 13 internacionales).

c. Proyecto Autogas

Este proyecto tiene como objetivo liberar combustible (gasolinas) del mercado interno a través de la construcción de puntos de expendio de 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. Para el año 2012 se espera liberar 7,74 MBD de combustible líquido, lo cual representará ingresos adicionales para la nación. Las premisas utilizadas para el cálculo de la liberación de combustible son las siguientes: consumo promedio por vehículo de 6 lt/día de gasolina, equivalentes a 6 Mt3/día de GNV.

El proyecto contempla la implantación, a nivel nacional, de 457 nuevos puntos de expendio de GNV y la reactivación de 141 puntos en estaciones de servicio existentes. Adicionalmente, se prevé la construcción de 20 centros de conversión en instalaciones de PDVSA para ser operados por EPS y la contratación de otros 183, con el fin de convertir 465.881 vehículos para uso de

GNV en 12 estados durante el período 2006-2012, incluyendo el aporte de las ensambladoras y comercializadoras de acuerdo con la resolución 191 publicada en Gaceta Oficial N° 38.967.

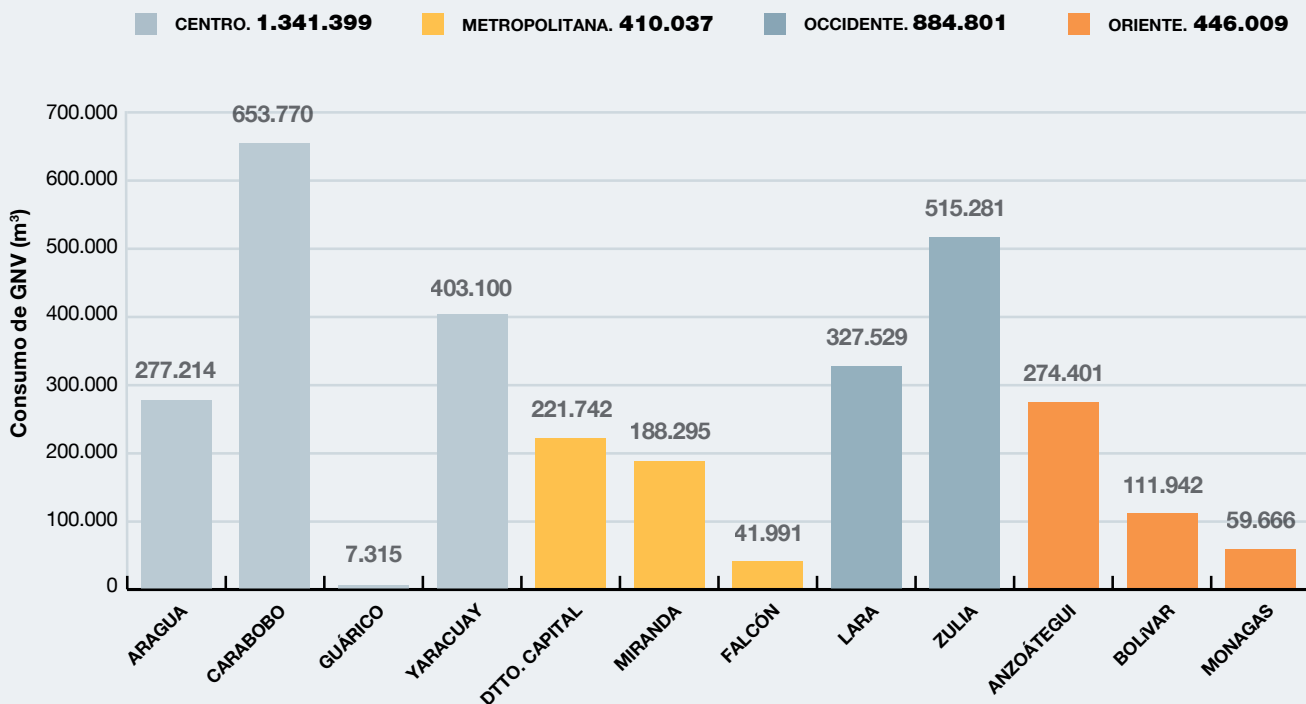
De los 457 nuevos puntos de expendio planificados para la primera etapa del proyecto, se inició la construcción de 138, de los cuales 5 se encuentran 100% construidos, y los 133 restantes poseen un avance global de 50%; asimismo se inició el desarrollo de la ingeniería de 227 puntos de expendio, de los cuales 203 se culminaron en su totalidad.

En cuanto a la reactivación de 141 puntos de expendio en EE/SS, se han habilitado 133, más 1 que se encuentra en proceso de arranque.

Para la conversión de vehículos se cuenta con 136 centros de conversión contratados y operativos, de los cuales 4 son propiedad de PDVSA; y 5 centros de conversión móviles adicionales que se encuentran 100% fabricados.

Desde el inicio del proyecto se han logrado convertir 19.124 vehículos al uso dual de combustibles (gas-gasolina), de los cuales 14.140 corresponden al año 2009. Adicionalmente la ensambladora Toyota ha reportado 4.960 vehículos convertidos para un total de 24.084 conversiones. Como resultado de estas adecuaciones vehiculares y de las estaciones de servicio, durante el año 2009 se han despachado 3.082 MM³ de gas a estos vehículos a nivel nacional. En el siguiente gráfico se muestra la distribución por estados.

Consumo de GNV por estados y regiones Enero-diciembre 2009



Para dar cumplimiento al Artículo 15 de la Resolución 064 (Gaceta Oficial N° 39.181), de fecha 19 de mayo de 2009, donde se establece que 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, se realizaron reuniones de negociación con las mismas. El resultado de estas negociaciones fue el siguiente:

- Firmado convenio con las ensambladoras Venirauto (modelo Centauro), Toyota (modelo Corolla), Ford (modelo Fiesta), Chrysler (modelos Caliber y Cherokee), MMC (modelos Getz, Elantra, Lancer, Panel) y General Motors (modelo Optra). Estas ensambladoras iniciarán su producción de vehículos con el sistema de gas natural vehicular instalado a principios del año 2010.
- Para dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 25 de la Resolución 064, el cual determina que PDVSA, evaluará la implantación de un programa de adquisición de unidades de transporte público de personas, con el sistema GNV o unidades dedicadas, las cuales podrán ser utilizadas para el intercambio de flota de transporte público que el MENPET, en coordinación con los organismos competentes, consideren necesarios; el Proyecto Autogas inició el proceso de compra de 300 minibuses. Al cierre de diciembre de 2009 se han recibido 80 minibuses, ubicados en las instalaciones del Proyecto Autogas y se está diseñando un programa de entrega para estas unidades a través de la Fundación Fondo Nacional de Transporte Urbano (FONTUR), quien será la encargada de seleccionar los beneficiarios del programa. Asimismo, se inició el proceso de procura de 700 unidades adicionales para un total de 1.000 autobuses con el sistema de GNV.

Adicionalmente, se está diseñando un programa de intercambio de 500 vehículos viejos con alto consumo de combustibles líquidos por vehículos con alta autonomía de gas y bajo consumo de gasolina. A través de un convenio con Venirauto, se tramitó la adquisición de 500 vehículos modelo Centauro; de los cuales se han recibido 350 vehículos que han sido convertidos al sistema dual de combustible, y actualmente se encuentran en proceso de entrega los 150 vehículos restantes.

Es importante destacar que el vehículo viejo a sustituir deberá ser entregado en las instalaciones de las empresas recuperadoras de material ferroso, tales como SIDETUR y SIDOR, con el fin de que se garantice la destrucción y la desincorporación del mismo del parque automotor, a través del Instituto Nacional de Transporte Terrestre (I.N.T.T.).



5 | TRANSPORTE, BUQUES Y TANQUEROS



El mercado de fletes internacionales durante el año 2009 mantuvo la tendencia a la baja presentada en otros mercados mundiales, debido a una disminución global de la actividad comercial, lo que se tradujo en una sobreoferta de buques y tanqueros, que produjeron una disminución en los precios promedios de 43% con respecto al año 2008; como referencia, en la tabla anexa se muestra la variación por tipo de buque⁷:

⁷ Fuente Drewry Shipping Consultants



Variación de flete por tipo de buque

Tarifa (US\$/día)	Panamax	Aframax	Suezmax	VLCC	Promedio
2008	28.525	34.708	46.917	74.662	46.203
2009	18.400	19.400	27.900	38.300	26.000
Diferencia	10.125	15.308	19.017	36.362	20.203
Variación 09/08	35%	44%	41%	49%	43%

a. Suministro y Logística

Durante el año 2009, se desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en los ámbitos nacional e internacional. La gestión de cabotaje de productos negros (crudos y asfaltos) fue de 1,24 MMBD en el año 2009 y 1,23 MMBD en el año 2008, realizando estas operaciones con un promedio de buques de 31,4 en el año 2009 y 29,6 en el año 2008.

La gestión de cabotaje de productos blancos fue de 533 MBD en el año 2009 y 424 MBD en el año 2008. Esta actividad se realizó con un promedio de buques de 17,5 en el año 2009 y 18,5 en el año 2008; notándose en el suministro de productos blancos en el mercado local una mayor eficiencia con relación al año anterior.

Durante el año 2009, la gestión de suministro y logística logró la reducción de los costos de aditivación de los crudos extrapesados para disminuir los riesgos de contaminación por el sulfuro de hidrógeno (H₂S), dichos ahorros estuvieron en el orden de los 2,5 millones de dólares. Adicionalmente, la optimización de las operaciones de las entregas de fuel oil eléctrico, permitió mantener niveles de inventario estratégicos superiores a 75%, especialmente, en los últimos meses del año, donde se incrementó significativamente la generación termoeléctrica.

b. PDV Marina

PDV Marina, filial de PDVSA, cuenta actualmente con 21 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 Suramérica 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; y 3 buques desincorporados durante el año 2009 para su venta o desguace por su condición de casco sencillo, antigüedad y pérdida de clase.

Los volúmenes transportados durante el año 2009 fueron 155,6 MMBIs (equivalentes a 426 MBD), de los cuales 58.1 MMBIs (equivalentes a 159 MBD) corresponden a la Flota Nacional, y 97,5 MMBIs (equivalentes a 267 MBD) a la Flota Lakemax (Venfleet LTD):

El mantenimiento de la flota continuó con la diversificación internacional del mantenimiento mayor de los buques, continuando con los diques secos de tres de los buques Aframaxes en Vietnam y dos buques Producteros en Portugal. Adicionalmente, 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 gaseros 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.

PDV Marina recibió nuevamente la certificación "ISM Code", por parte del Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos e Insulares (INEA), como autoridad marítima nacional, ratificando el compromiso de seguir cumpliendo con los códigos internacionales de gestión de la seguridad operacional de los buques y la prevención de la contaminación, destacando el progreso conseguido en los índices de seguridad (frecuencia bruta, neta y severidad) durante el año 2009, los cuales mostraron los valores más bajos desde el año 2006, reflejando una disminución de la accidentalidad en los buques de la Flota.

La alianza estratégica entre PDV Marina, PDVSA Naval y el astillero brasilero EISA, responsables del proyecto de construcción de buques petroleros, efectuó la botadura del buque tanque Abreu e Lima. Este tanquero es la primera de las diez embarcaciones que se construyen en Río de Janeiro. Esta alianza estratégica impulsa la transferencia tecnológica, que permitirá en un futuro próximo, la fabricación de embarcaciones de gran calado en suelo nacional, lo que favorecerá la reactivación de la Marina Mercante Nacional y la generación de empleo en el sector naval venezolano y sus industrias conexas.

En el año 2009, destaca el convenio de asociación suscrito entre PDV Marina y Petrochina International Company Limited para la adquisición, operación, administración y manejo de una nueva flota de buques para el transporte de hidrocarburos al continente asiático, incluyendo tanqueros de gran capacidad (VLCC, por sus siglas en inglés). 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, estimándose recibir el primero de ellos en el año 2012.

Se logró la creación de una alianza por medio de la filial de PDV Marina, Venfleet Asphalt y National Iranian Tankers Co (TC Shipping) para cubrir rutas estratégicas de interés de ambos países.

c. PDVSA Naval

PDVSA Naval, filial de PDVSA, se constituyó el 6 de febrero de 2008 con el fin de desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas costa afuera; puertos y todo lo relacionado a la infraestructura naval, para garantizar la autonomía de las operaciones petroleras; así como las actividades asociadas dentro del marco de la soberanía nacional. Adicionalmente, posee dos filiales relacionadas con el negocio:

- **ASTINAVE**, astillero adquirido el 20 de octubre de 2008, con 97,55% de participación accionaria, cuya actividad es la construcción y reparación de buques, gabarras, remolcadores y lanchas de diversos usos, ubicado en Los Taques, estado Falcón.
- **ALBANAVE**, empresa constituida el 5 de marzo de 2008 con 100% de participación accionaria, con la finalidad de realizar la explotación industrial y comercial de la navegación fluvial, costera y de altura entre los diversos puertos del país y del exterior, para impulsar y desarrollar relaciones socialistas de producción, basadas en la solidaridad, equidad y ayuda humanitaria. En fecha 11 de noviembre de 2009, el Gobierno Nacional decidió transferir la titularidad accionaria al Ministerio del Poder Popular para Obras Públicas y Vivienda; proceso que se encuentra en curso.

La gestión de PDVSA Naval, en lo que respecta a la supervisión de construcciones navales, ha alcanzado para el año 2009 los siguientes avances en la construcción de buques y astilleros enmarcados en el plan de negocios de PDVSA:



Programa de Construcción de Buques en Astilleros Internacionales

1. **Astillero Río Santiago (Argentina):** construcción de dos buques Producteros de 47.000 toneladas de peso muerto (TPM) cada uno, presentando el buque C-79 (Eva Perón), un avance general de 26%; cuyo lanzamiento al mar está programado para el año 2011. El buque C-80, presenta un avance general de 9%, que incluye ingeniería de diseño, construcción del casco, alistamiento y procura de materiales y equipos.
2. **Astillero EISA (Brasil):** construcción de dos buques Producteros de 47.000 TPM cada uno. El 3 de Noviembre



de 2009, se realizó el lanzamiento al mar del Buque EI-494 (Abreu e Lima) con un alistamiento general de 24%, esperándose su entrega para el año 2011. El buque EI-495 ha alcanzado un avance general de 22% y se espera su lanzamiento al mar para el año 2011. Adicionalmente, se prevé la construcción de ocho buques Panamax de 70.000 TPM, destinados al transporte de crudo y productos refinados, los cuales se encuentran en su etapa inicial y alcanzan un avance general de 3%. A la fecha, se ha realizado el corte de acero de los buques EI-496, EI-497 y EI-498, se han adquirido los motores principales, sistema de propulsión, grupos electrógenos y 10% del acero de todos los buques, lo cual garantiza la consecución del desarrollo productivo.

3. Irán Marine Industrial CO. (SADRA): construcción de cuatro buques Aframax inicialmente de 109.000 TPM, subiendo su alcance a 113.000 TPM, destinados al transporte de crudo. El corte de acero correspondiente a la primera embarcación fue realizado el 16 de septiembre de 2009. Durante el año 2009, se solucionaron una serie de obstáculos técnicos y financieros que permitirán avanzar con mayor celeridad en el año 2010 en la construcción de los buques.

4. Astilleros Navales Viana do Castelo (Portugal): construcción de dos buques Asfalteros de 27.000 TPM. En mayo de 2008 se firmó carta de intención entre PDVSA y Astilleros Navales Viana do Castelo, dentro del Acuerdo Complementario al Marco de Cooperación en Materia Económica y Energética entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Portuguesa; definiéndose las especificaciones de los buques y las capacidades técnicas del astillero. En octubre de 2009 PDVSA Naval, tomando como referencia el mercado internacional, renegoció con el astillero el precio de los buques, a fin de mejorar los términos y condiciones ofertadas.

5. Astillero Rongsheng Shipyard Heavy Industries (China): proyecto de construcción de cuatro buques Tanqueros tipo Suezmax de 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. Durante el año 2009, se concluyeron las conversaciones y revisiones técnico-comerciales del alcance del proyecto y de los acuerdos técnicos con el astillero. Se realizó una visita a este astillero para negociar precios más bajos y las fechas de entrega, lográndose la reducción de precios, como resultado de los cambios económicos en el mercado internacional.

Programa de Construcción de Astilleros en la República Bolivariana de Venezuela

1. Proyecto Construcción y puesta en marcha del Astillero Nor-Oriental: en fecha 27 de junio de 2008, PDVSA Naval firmó con la empresa brasilera Constructora Andrade Gutiérrez, S.A., el contrato para el Proyecto y Construcción del Astillero Nor-Oriental, localizado en la Península de Araya, estado Sucre, en el cual se fabricarán, repararán y mantendrán buques de hasta 400.000 TPM (tipo VLCC) y se construirán plataformas para las operaciones costa afuera.

2. Rehabilitación y ampliación del Astillero Astinave: este Astillero cuenta con una superficie de 140 hectáreas, el cual será rehabilitado y ampliado, con miras al desarrollo local, regional y nacional; así como a promover empresas de fabricación de partes, equipos y servicios, de manera de producir valor agregado para la industria nacional como fuentes de empleo, transferencia de tecnología y capacitación del personal venezolano.

3. Proyecto y construcción del Astillero Río Orinoco: con fecha 7 de Noviembre de 2008, fue firmado un MDE entre el Instituto Central de Investigación Científica de Tecnología para la Construcción Naval, por la Federación Rusa, y PDVSA Naval, por la República Bolivariana de Venezuela; mediante el cual las partes acordaron hacer sus mejores esfuerzos para evaluar la construcción de un astillero en la Región del Eje Orinoco–Apure para ser destinado a la construcción de embarcaciones menores (gabarras, remolcadores, lanchas de pasajeros y carga) y consolidar una cooperación para desarrollar la industria de la construcción naval venezolana, en el contexto de la transferencia tecnológica y la formación de personal. El astillero estará localizado en la zona de Ciudad Guayana. Este proyecto se encuentra en una fase de evaluación por parte del Instituto Central de Investigaciones Científicas de Tecnología.

4. Proyecto de Transporte Marítimo y Fluvial Albanave: Tiene como visión estratégica la integración con el Caribe y tres grandes cuencas (de los ríos La Plata, Amazonas y Orinoco), y en una fase posterior la conexión con el pacífico suramericano y la interacción comercial con el continente africano. Esta dimensión apunta hacia la integración de América Latina, el Caribe, los países de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA) y África, en el marco de un modelo geopolítico socialista.

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

Esta filial se creó con el objeto de garantizar el transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno en el territorio nacional, a través de una flota propia y empresas privadas de transporte, garantizando la entrega oportuna del producto con adecuados estándares de seguridad, calidad y confiabilidad.

En el año 2009 la ENT, en el marco de la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno para Transporte de Combustibles Líquidos, incorporó 75 de las 93 empresas que manejan 60% del volumen transportado a nivel nacional.

Durante el año 2009, se logró humanizar la actividad del transporte, beneficiando a 1.232 trabajadores que fueron absorbidos de las empresas de transporte. Con esta acción, como parte del modelo socialista, se incrementó la participación del Estado en las actividades estratégicas de suministro de combustible, optimizando las actividades asociadas a la distribución de combustibles líquidos a nivel nacional, implementando a su vez acciones para manejar estadísticas sobre los índices de accidentalidad y el control de los mismos.

Asimismo, en el año 2009 la ENT fue incrementando su participación en la distribución de combustibles líquidos de forma progresiva, de acuerdo al plan de absorción de empresas, y para el mes de diciembre se logró tener el control de 47% del volumen transportado para ese mes.

La ENT cuenta con una flota de 712 chutos y 668 cisternas disponibles para el transporte de combustibles líquidos, con presencia en el país de 20 centros de operaciones a nivel nacional y 11 infraestructuras donde lleva a cabo sus actividades de planificación, mantenimiento, operación y control del transporte.

Adicionalmente, con el propósito de incrementar los controles para el manejo y distribución de hidrocarburos en las áreas fronterizas, la ENT inició en la ciudad de El Vigía, la instalación del primer Centro Integral de Control (CICENT), de un total de ocho proyectados, que permitirá monitorear en tiempo real las unidades en sus rutas programadas, alertando de esta forma cualquier desvío no programado.

6 INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO



A continuación se muestran los logros de Intevep para el año 2009 por segmento de negocio.

Exploración y Producción

- Identificación de dos nuevos prospectos petrolíferos en el proyecto exploratorio Flanco Sur Andino. Contribución al POMR en su programa de cuantificación y certificación de reservas de hidrocarburos, estimadas en 216 MMBbls, en los campos petroleros Junín, Ayacucho y Boyacá.
- Se realizaron las primeras evaluaciones del efecto de la inyección de gases alternos (CO_2 y N_2), con el propósito de liberar parte del volumen inyectado actual de gas natural de 400 MMPCD en los campos de Carito y Pirital del Norte de Monagas, y garantizar un factor de recobro de 32% sin incrementar la precipitación de asfaltenos.
- Culminado piloto sobre tecnología propia para el mejoramiento en superficie de crudos extrapesados y fosa (INT-MECS®), logrando obtener crudos de 20° API desde 8° API.

- Mejoras en el proyecto PISK de El Furrial en la formulación del agua mejorada, a fin de reducir la tensión interfacial en el yacimiento, permitiendo un aumento adicional de 12% en el factor de recobro (reservas recuperables adicionales de 69 MMBls).
- Actividades de sustitución de importaciones e independencia tecnológica: desarrollo de dispersantes (dividive), controlador de filtrado (almidón de yuca), surfactantes (TOFA), reductores de fricción para la FPO, poliestireno (LITECEM®), evaluación de equipos nacionales de cementación en el Centro Experimental de Producción (CEPRO), matriz de selección de mechas en la suite de perforación, y aplicación de 16 productos propios en la reingeniería de pozos.
- Prueba piloto de combustión en sitio (CES) en San Tomé, campo Bare, culminando el modelo geológico y simulación dinámica del yacimiento, que permite la selección del arreglo óptimo de pozos con estimado de 47 a 53% de factor de recobro, y concluyendo el diseño de intercambiadores y la contratación de la paquetización de los compresores, así como la procura de equipos mayores; 60% de avance en la instrumentación, control e ingeniería de la planta de gas, y 80% de avance en el diseño de reactores de neutralización.
- Prueba piloto en San Tomé, con tecnología de detergencia; observándose un aumento sostenido de la producción.
- Continuidad operativa de 14 proyectos de EyP INTEVEP, PIEY, Magna Reserva, EFAI, Centro de Educación en Energía y Petróleo (CEENPET) y Plataforma Deltana, mediante el manejo y administración de datos. Mantenimiento de la plataforma tecnológica, soporte especializado y gestión de licenciamiento, adiestramiento y consultoría especializada, para un total de 6.032 servicios atendidos, lo cual aumentó la certidumbre, disminuyó el riesgo y aceleró el ciclo de los proyectos, influyendo en la obtención de logros finales, como la perforación del pozo Perla 1X.
- Generación de una plataforma computacional propia de PDVSA (módulos de modelaje, visualización e interpretación sísmica 2D/3D) con sus respectivos códigos fuentes, que contribuirá a la soberanía tecnológica y a la disminución de los costos por adquisición y mantenimiento de licencias.
- Caracterizados los archivos de entrada y salida del software en diseño de simulación dinámica del módulo petróleo negro del software llamado SEMIYA y definidas las correspondencias de las variables dentro del sistema.
- Actualización del servidor Visualización CEDY, brindando

mayor capacidad de visualización, procesamiento de los proyectos de EyP y Plataforma Deltana. Se logró la puesta en producción de los nodos de cómputo del servidor HP DL 585, permitiendo otorgar a cada pericia técnica, una plataforma con tecnología actualizada, para realizar cómputo especializado minimizando los tiempos de ejecución en procesos de cálculo (CMG, Eclipse, PetroMOD).

Gas

- Se culminó la fase de escalamiento del inhibidor de incrustaciones a base de aloe vera (sábila).
- Se plantearon estrategias para la mitigación de quema y venteo de gas asociado a la producción.
- Visualizados yacimientos agotados del campo Santa Rosa para el almacenamiento subterráneo de CO₂.
- Culminada evaluación del sistema de compresión de la planta RECAT de Santa Rosa, así como evaluación de cojinetes de la planta de extracción Santa Bárbara y Jusepín.
- Avances en investigación en la remoción de H₂S y CO₂ del gas natural, e inhibidores de hidratos en los gasoductos costa afuera.
- Diagramas de proceso de la propuesta para la planta de GNL.
- Desarrollados modelos de cálculo y propuestas tecnológicas para instalaciones costa afuera.

Refinación

- Completada actividad de Ingeniería Básica Extendida (FEED, Front End Engineering Design) del Proyecto de Conversión



Profunda de Refinería PLC. Este proyecto contempla el uso por primera vez de la tecnología HDHPLUS® como vía de conversión del residuo de vacío proveniente del procesamiento del crudo Merey-16.

- Completada la etapa de revisión de la ingeniería básica del Proyecto de Extracción de Metales del Flexicoque de Amuay (Proyecto R-MAY), el cual permitirá valorizar el flexicoque, mediante la recuperación y venta/reuso de metales valiosos, tales como vanadio y níquel. El vanadio, se plantea recuperarlo como pentóxido de vanadio y llevarlo a una etapa posterior de transformación a ferovanadio, insumo esencial en la industria del hierro, lo cual permitirá la sustitución de importaciones de este insumo en la industria siderúrgica nacional. El níquel, puede ser recuperado como acetato de níquel, componente de la formulación catalítica del proceso HDHPLUS®, lo cual reduciría el consumo del mismo en el Proyecto de Conversión Profunda de Refinería PLC.
- Participación en las paradas programadas del mejorador de Petropiar, las plantas del FCC-Cardón, FCC-ELP y PARC, así como las paradas de emergencia de la unidad FCC de Refinería Isla y del mejorador de Petrocedeño.
- Evaluación de las tecnologías de modificación de asfalto y molienda de neumáticos, como parte del Proyecto Uso del Caucho Usado para la Formulación de Asfaltos.
- Inicio del desarrollo de la Ingeniería básica de los equipos de proceso para la construcción de la planta que permitirá la recuperación de la base lubricante a partir de los aceites usados.

Otros Aspectos de Interés

Durante el año 2009, se aprobaron 90 normas técnicas de PDVSA en las áreas de ingeniería de diseño, proyectos de inversión de capital, especificaciones técnicas de materiales, mantenimiento de equipos, seguridad industrial, higiene ocupacional y estudios integrados de yacimientos.

Asimismo, PDVSA continuó con el fortalecimiento de la soberanía tecnológica, logrando identificar 24 nuevos productos, los cuales se dividen en: doces (12) patentes, ocho (8) marcas y cuatro (4) derechos de autor. En relación al proceso de transferencia de tecnologías, se realizaron 10 contratos de licencia no exclusiva para el uso y aplicación de tecnologías de INTEVEP, entre las cuales se encuentran: ULTRAMIX®, ENDRILL®, ORIMATITA®, SOLSURF®, THIXOGAS®, INTOIL®, INTEBIOS® y BIORIZE®.

Se realizó la protección intelectual de tecnologías propias, asociadas al área de hidrocarburos y petroquímica, en 30 países. Se



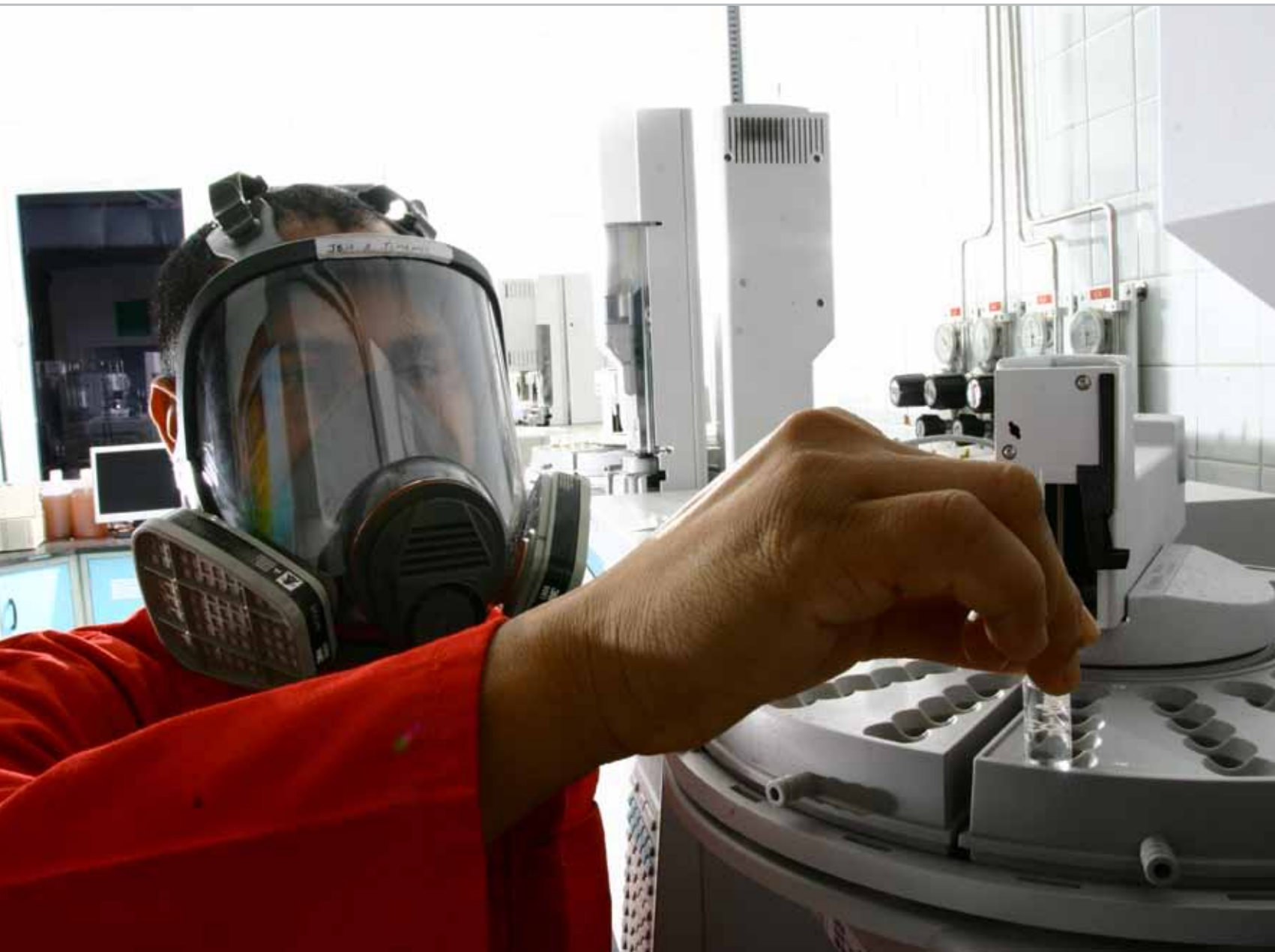
obtuvieron 20 títulos de patentes de invención y 117 registros de marcas para PDVSA, filiales y negocios; asimismo, se garantizaron los derechos y vigencia de 420 patentes y 56 registros marcarios, a través de su mantenimiento y renovación.

En relación al proyecto CEENPET, se dio inicio al Plan de Formación Corporativo de Profesionales y Técnicos-Artesanos Socialistas de PDVSA, destacándose: avance en 17 postgrados dictados con Universidades Nacionales e Internacionales (IFP, RGU, ISE entre otras), completando la formación de 184 profesionales en exploración, producción y gas, 116 en refinación, comercio y suministro, y 83 en áreas funcionales. Igualmente se ejecutaron 28 cursos cortos especializados para un total de 560 personas y 7 programas intensivos de inglés para 175 profesionales. Se incorporó la formación socio-política de la Universidad Bolivariana de Venezuela (UBV) a todos los postgrados del año. En referencia al Plan de Formación Artesanal, se adiestraron 240 operadores/mantenedores de refinerías, 18 operadores de producción y 84 de gas, por medio del Argelian Petroleum Institute (IAP, Convenio Venezuela-Argelia).

Adicionalmente, se realizó la formación de 12 profesionales a nivel de maestría en: ingeniería de producción, ingeniería de petróleo y gas, perforación de pozos, geotecnia, geomecánica de petróleo, exploración y producción de hidrocarburos e ingeniería química avanzada.

Con miras a establecer proyectos de colaboración conjunta en áreas de interés para la industria petrolera y gasífera, se firmó un convenio de cooperación tecnológica nacional con el Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC) y tres convenios de cooperación tecnológica internacional con las siguientes instituciones: TOTAL EYP SERVICES, S.A., de Francia; Unión de Empresas Productoras BELORUSNEFT, de la República de Belarús y el Consorzio Obbligatorio Degli Oli Usati, de Italia.

71 SEGURIDAD INDUSTRIAL (SI)



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 y salud laboral.

NOTA: Mayor información sobre Seguridad Industrial de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.

8 AMBIENTE E HIGIENE OCUPACIONAL (AHO)



PDVSA sigue en la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, la seguridad y salud de su personal, 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 e Higiene Ocupacional.

NOTA: Mayor información sobre Ambiente e Higiene Ocupacional de PDVSA se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.

9 | DESARROLLO SOCIAL



Los aportes para el desarrollo social del país efectuados por PDVSA durante el período 2001-2009 se dividen en Apoyo a Misiones, Programas Sociales y Planes de Inversión Social, los cuales se realizan, en su mayoría, a través de fideicomisos constituidos con instituciones financieras gubernamentales, con el aporte proveniente del fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), el Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), el Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), y las contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

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 al 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 las operaciones de PDVSA.

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 traduce en nuevas formas de producción, apropiación y distribución de los recursos económicos.

Durante el año 2009, PDVSA efectuó aportes para el Desarrollo social del país, por 3.083 millones de dólares, como se resume a continuación:

Aportes realizados por PDVSA al Desarrollo Social

Período 2001-2009

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	2.065
Misión Alimentación	-	-	-	146	303	325	916	212	-	1.902
Misión Barrio Adentro I, II y III	-	-	34	275	309	1.693	3.258	130	7	5.706
Misión Vuelvan Caras	-	-	-	172	220	240	29	11	-	672
Misión Milagro	-	-	-	-	125	-	25	9	-	159
Misión Guaicapuro	-	-	-	-	11	-	-	-	-	11
Misión Sucre	-	-	3	113	668	-	-	17	6	807
Misión Identidad	-	-	-	44	1	-	-	-	-	45
Misión Ciencia	-	-	-	-	-	291	28	-	-	319
Misión Vivienda	-	-	-	-	-	62	135	71	133	401
Misión Robinson I y II	-	-	72	-	-	-	-	-	-	72
Misión Revolución Energética	-	-	-	-	-	210	219	174	745	1.348
Misión Arbol	-	-	-	-	-	-	12	9	2	23
Misión Música	-	-	-	-	-	-	43	-	-	43
Núcleos de Desarrollo Endógeno	-	-	-	-	55	47	130	46	5	283
Proyecto Autogas	-	-	-	-	-	-	-	-	91	91
Proyecto Etanol	-	-	-	-	153	7	-	-	-	160
Obras Hidráulicas	-	-	-	-	-	27	23	54	14	118
Plan de Vialidad	-	-	-	-	113	28	77	237	125	580
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	148	382	1.823
Fondo Alba Caribe	-	-	-	-	-	40	72	-	50	162
Desarrollo Sustentable	-	-	-	-	-	63	-	-	-	63
Otras Misiones	-	-	96	13	228	82	175	280	246	1.120
Aportes a Misiones y Programas Sociales	34	14	249	1.216	2.562	4.072	5.693	1.728	2.405	17.973
FONDEN	-	-	-	-	1.525	6.855	6.761	12.384	600	28.125
Aportes a Programas Sociales y FONDEN	34	14	249	1.216	4.087	10.927	12.454	14.112	3.005	46.098
Planes de Inversión Social: Fideicomisos										
Fideicomiso Viviendas e Infraestructura	-	-	300	500	500	414	524	150	24	2.412
Fideicomiso Agrícola	-	-	-	600	600	423	919	848	54	3.444
FONDESPA	-	-	-	2.000	2.000	229	-	-	-	4.229
Fideicomiso EPS	-	-	-	-	100	-	-	-	-	100
Aportes en Fideicomisos para Planes de Inversión Social	-	-	300	3.100	3.200	1.066	1.443	998	78	10.185
Total de Aportes de PDVSA al Desarrollo Social más FONDEN	34	14	549	4.316	7.287	11.993	13.897	15.110	3.083	56.283

Nota: Los desembolsos acumulados por 56.283 millones de dólares, aportados por PDVSA durante los nueve años comprendidos entre 2001 y 2009, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada período, estas cantidades difieren ligeramente de los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en períodos distintos al del pago.

Para el año 2009 los aportes sociales se ubicaron en 3.083 millones de dólares, lo que representó una disminución de 12.027 millones de dólares con respecto al año 2008 debido principalmente a la reducción de aportes al FONDEN, los cuales están relacionados directamente con los ingresos que fueron afectados por la baja del precio del petróleo; así como por la reducción de los aportes al sector agrícola otorgados al Fondo Nacional de Desarrollo Agrario Socialista (FONDAS) y Banco Agrícola de Venezuela (BAV), debido a que en el año 2009, les fueron otorgados recursos propios estas instituciones para la ejecución de su gestión.

NOTA: Este capítulo se encuentra ampliado en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.

10 | PDVSA LA ESTANCIA



Con la derrota del sabotaje petrolero de 2002-2003, y de acuerdo con los lineamientos del gobierno revolucionario dirigido por el Comandante Presidente Hugo Rafael Chávez Frías, PDVSA La Estancia, brazo social y cultural de la industria petrolera, ha proseguido una importante labor signada por la siguiente premisa: contribuir a que la gestión cultural y social concrete ejes de acción capaces de incidir de forma directa en la calidad de vida de los venezolanos.

Tal modelo ha sido perfilado con sólidas bases conceptuales, ya que convergen en él los preceptos constitucionales relacionados con el hecho cultural, las líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Art. 5) y el Plan Siembra Petrolera de la Nueva PDVSA.

El objetivo principal de la institución es construir una visión del hecho cultural centrado en los valores de la nacionalidad y soberanía, a través del reconocimiento de la diversidad multiétnica y pluricultural de los diversos linajes tradicionales que constituyen la venezolanidad, y la creación de un espacio para la inclusión en revolución, que se traduzca en acción cultural y social con calidad para todos.

Las actividades ejecutadas por PDVSA La Estancia se organizan en tres ejes: Cultural, Social y Patrimonial, áreas medulares que en el año 2009 concretaron logros tangibles en beneficio de la colectividad.

NOTA: Mayor información sobre PDVSA La Estancia se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.

IV

CONVENIOS DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA





Petroamérica surge como una propuesta del Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela, para materializar la unión energética de los pueblos de la región. Está concebida 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 se acoge a los principios rectores de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA), como



son la 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 nacional y regional, desarrollando cada uno su propia identidad.

Petroamérica divide su área de acción en tres bloques subregionales: Región Andina, Región Sur y Petrocaribe.

PDVSA América, S.A.

Como brazo ejecutor de las políticas energéticas del Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela en Latinoamérica y el Caribe, concebidas en la propuesta Petroamérica, 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 suramericanas 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 responsabilidad 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 de PDVSA América, S.A., durante el año 2009 en cada uno de los bloques subregionales:

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) 51% y PDVSA Bolivia 49%, 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 año 2009, se avanzó 45% en los

estudios de Aerogravimetría y Aeromagnetometría para los cinco bloques del área norte. En dos de estos bloques se obtuvo la data sísmica 2D para su interpretación prospectiva. En el área sur, se elaboraron los estudios de impacto ambiental para dos de los pozos, con el fin de obtener las licencias ambientales para perforación, e iniciar las actividades de planificación y diseño.

En cuanto al suministro de derivados, bajo el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas, se entregaron 4,2 MBD durante el año 2009.

Igualmente, se suscribió un contrato de compra-venta de crudo reconstituido o mejorado entre PDVSA y YPFB de 10 MBD, con el objetivo de apoyar a la empresa boliviana en la colocación del crudo a precios justos y evitar problemas operativos por carecer de facilidades de almacenamiento, obteniendo 12 embarques de 9,9 MBD hasta diciembre del año 2009.

Con el objetivo de posicionar la marca comercial PDV® en el mercado interno al detal boliviano, se adquirió en el año 2008 una estación de servicio en la ciudad de La Paz, la cual operó durante el año 2009 con buenos resultados comerciales y se inició la campaña para la comercialización de los lubricantes PDV.

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, la República Bolivariana de Venezuela suministró a Bolivia una torre de perforación petrolera de 2.000 HP de capacidad y personal técnico especializado para trabajar en las zonas de explotación de la empresa estatal YPFB. Fue instalado inicialmente en el campo Víbora, ubicado en el departamento de Cochabamba y concluyó la perforación del pozo VBR-34D. Se procederá a su mudanza a fin de perforar el pozo VBR-35D y continuar apoyando en el desarrollo del plan de exploración y explotación petrolera en ese país.

En materia social, la empresa mixta Ende Andina adelanta el proyecto de generación eléctrica en las ciudades de Cobija y Trinidad, con el objetivo de aportar electricidad a poblaciones aisladas a través de la instalación de sistemas de generación distribuida en grupos electrógenos a diesel con capacidad de 30 MW. Al cierre del año 2009, seis unidades fueron instaladas en Cobija para apoyar la generación de energía eléctrica; y los equipos restantes ya fueron recibidos en la ciudad de Trinidad, estimándose su instalación durante el primer trimestre del año 2010.

Adicionalmente, en el aspecto social PDVSA Bolivia suscribió un convenio con la Fundación EFEL CIAPA, para llevar adelante 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 en riesgo menores de 6 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.

PDVSA Ecuador, S.A.



PDVSA Ecuador y la empresa estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) constituyeron dos empresas mixtas:

- Operaciones Río Napo, Compañía de Economía Mixta (CEM), poseída en 70% por Petroecuador y 30% por PDVSA Ecuador, para la rehabilitación y modernización de campos petroleros ecuatorianos. Durante el año 2009, bajo la modalidad de riesgo en el bloque 4 costa afuera del Golfo de Guayaquil, se perforó un pozo en la Isla Puná, el cual no mostró la prospectividad esperada, estando a fines de año en proceso de movilización el taladro. Por otra parte, a los fines de optimizar el Campo Sacha, se iniciaron las operaciones de exploración de hidrocarburos para determinar las posibles reservas que se

puedan desarrollar en el área. Asimismo, la empresa mixta se encuentra en elaboración del plan a mediano plazo para explorar otras áreas detectadas en la sísmica.

- Refinería del Pacífico CEM, igualmente constituida entre Petroecuador 51% y PDVSA Ecuador 49%, asumirá el proyecto de construcción, operación, mantenimiento y comercialización de los productos de un complejo refinador y petroquímico, con capacidad de 300 MBD, situado en la Provincia de Manabí. Al cierre del año 2009, se completaron los estudios de visualización, ingeniería conceptual y estudios ambientales de esta refinería.

A través del convenio de intercambio de crudo ecuatoriano por productos, se contabilizaron 39 MBD en el año 2009, lográndose con esta alianza una optimización de costos y fletes y la materialización de la diversificación de los mercados.

A objeto de incrementar la participación de los lubricantes PDV® en el mercado interno al detal ecuatoriano, que se ubicó en 10% al cierre del año 2009, PDVSA Ecuador adquirió una planta de mezcla y envasado de lubricantes terminados, ubicada en Guayaquil, al sur de Ecuador, firmándose los documentos definitivos de compra-venta en marzo del año 2009. Esta

planta posee una capacidad instalada de producción de 8 millones de galones al año, lo cual apoyará la presencia de los lubricantes PDV® en otros países de la costa pacífica de Suramérica, a mediano plazo. De abril a diciembre del año 2009, la producción fue de alrededor de 2 millones de galones, envasando la marca PDV® para el mercado de ese país y dando servicio de envasado a marcas como Petrocomercial, CEPSA (mediante la marca Castrol), e Importadora Andina con la marca UBX. En ese sentido, para complementar el desarrollo del mercado al detal en combustibles y el posicionamiento de la marca PDV®, se inauguraron las tres primeras estaciones de servicio; una en Quito y las otras dos en las carreteras intercomunales de la Provincia de Pichincha.

Mediante los acuerdos establecidos por los gobiernos de ambos países, PDVSA suministró a Petroecuador dos torres de perforación con una capacidad de 1.500 y 2.000 Hp, personal técnico especializado y campamentos altamente equipados, con el objetivo de apoyar el aumento de la producción de Ecuador. Al cierre del año 2009 el taladro CPV-16 ha perforado 11 pozos desde febrero del año 2008, y el CPV-23 ha perforado 6 pozos desde julio de 2008, ambos ubicados en el distrito amazónico ecuatoriano. Hasta noviembre, cuando venció el contrato, estos equipos produjeron un ahorro para Ecuador de 13,31 millones de dólares e incorporaron 5,4 MBD de petróleo a la producción nacional.

Petroecuador y PDVSA realizaron actividad conjunta en el Bloque Ayacucho 5 en la FPO, sin embargo, los estudios concluyeron que el nivel de reservas del campo no era el esperado, por tanto, se plantearon desarrollar actividades en el campo Dobokubi al norte de Ayacucho 5 y Ayacucho 6, con el objetivo de realizar la explotación de crudos extrapesados, para ser llevados al Complejo Refinador y Petroquímico del Pacífico, ubicado en la ciudad de Manabí, Ecuador.

Mediante el convenio suscrito entre PDVSA y la Universidad de Guayaquil, se efectúa el levantamiento topográfico y la medición de tierras, logrando abarcar 10.000 Ha a fines del año 2009, como soporte para que a las comunidades ancestrales de Río Hondo y Agua de Piedras, les puedan ser otorgados los documentos de propiedad comunal de las tierras.

La empresa mixta Refinería del Pacífico, ejecuta un plan de abastecimiento temporal de agua por tanqueros a las comunidades de las parroquias rurales de Manta y Montecristi, para mejorar su calidad de vida.

Las filiales PDVSA Panamá, S.A. y PDVSA Colombia, S.A. no han operado, estando la última en proceso de liquidación.

2. Región Sur

En esta 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., creada 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 60% y Enarsa 40%, culminó la etapa final de la ingeniería básica de la planta e instalaciones complementarias del proyecto de construcción de una planta de regasificación de GNL en Argentina, con una capacidad inicial de 10 MM Mt³/d, y una capacidad de expansión a 20 MM Mt³/d, en territorio argentino.

A través de la empresa mixta Petrolera del Cono Sur (PDVSA Argentina 46%, la petrolera uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) 46% y 8% cotizados en la Bolsa de Valores), se encuentran abanderadas 22 estaciones de servicio para el posicionamiento de la marca PDV Sur en el mercado interno al detal argentino, y se posee participación en la planta de almacenamiento y distribución Dock Sud, ubicada en el Río de La Plata. Adicionalmente, continúa el proyecto de cambio de imagen de unas 30 estaciones de servicio, para cumplir a mediano plazo la meta de una participación de 2% del mercado al detal de combustibles líquidos. Asimismo, se inició la distribución de los lubricantes PDV® inicialmente a través de ese canal, y se avanza en el proyecto de su distribución a nivel de los diferentes segmentos de mercado a nivel nacional.



En relación al suministro, durante el año 2009 se entregaron 8 MBD, a través del convenio integral de cooperación.

En la República Bolivariana de Venezuela, la empresa petrolera estatal argentina, ENARSA, participa junto a PDVSA en el desarrollo, construcción y operación del Tren 2 de licuefacción de gas natural para el procesamiento de 4,7 MMT, en el CIGMA.

Igualmente, se realizan los estudios para la construcción de un gasoducto desde el Bloque 2 de la Plataforma Deltana, ubicado en el estado Delta Amacuro, hasta la ciudad de Güiría, en el estado Sucre. Este gasoducto permitirá el transporte y procesamiento de gas natural para transformarlo en GNL y su comercialización en el mercado internacional.

En enero de 2009, se firmó el Acuerdo mediante el cual se establecen los términos y condiciones para la realización del estudio conjunto de los campos de Yopales Norte, Socororo, Cari-Cari y Cachicamo, en el estado Anzoátegui, con 100 MMBls de reservas probadas, afianzando la participación de ENARSA en los campos maduros de la República Bolivariana de Venezuela.

ENARSA también trabaja en la definición y diseño de un estudio conjunto para la producción de crudo extrapesado en los yacimientos existentes en el Bloque de Ayacucho 6 de la FPO, para su mejoramiento dentro del territorio venezolano y la comercialización de crudo mejorado fuera de la República Bolivariana de Venezuela. Se prevé cuantificar aproximadamente 21 MMMBls.

Asimismo, se culminaron los procesos de evaluación técnica, económica y de las condiciones legales de las opciones existentes en la región, a los fines de ampliar la capacidad de almacenamiento, distribución y comercialización de combustible en Argentina, haciendo sinergia con Brasil, Paraguay, Uruguay y Bolivia.

En las instalaciones del Astillero Río Santiago, ubicado en Argentina, PDVSA Argentina participa en el seguimiento a la construcción de dos buques tipo producteros de 47.000 TPM. Al cierre del año 2009 la construcción del buque C-79 (Eva Perón) presenta un avance físico de 26%, y el productero C-80 de 9%.

También se lleva a cabo el proceso de evaluación de activos de refinación, a los fines de desarrollar infraestructura que permita cubrir las necesidades del mercado interno argentino, así como aprovechar los productos excedentes para complementar las necesidades energéticas de la región, disponiendo de una capacidad de procesamiento entre 80 y 120 MBD para crudos mediano/pesados.

En el año 2009, se firmó un acuerdo estratégico (Unión Transitoria de Empresas) con miras a constituir la empresa mixta Fluvialba, entre Albanave y la empresa argentina Fluviomar, con el objetivo de transportar alimentos e hidrocarburos utilizando la hidrovía Paraguay-Paraná, conformada por Argentina, Uruguay, Paraguay, Brasil y Bolivia. Esta UTE está operando bajo la coordinación de PDVSA Argentina.

En el área social, a través de acuerdos con PDVSA, la Fundación Simón Bolívar ha implementado varios programas para tratamiento de niños con enfermedades hepáticas crónicas y peso menor a 25 Kilos. Durante el año 2009, la filial PDVSA Argentina apoyó a niños y familiares en siete trasplantes hepáticos exitosos y tres tratamientos de enfermedades de alta complejidad. En octubre del año 2009, se desarrolló un relevamiento de información de los indicadores sociales donde se localizan las estaciones PDV Sur, a fin de identificar la problemática social y las zonas de mayor vulnerabilidad, para generar proyectos sociales en esas áreas de influencia en conjunto con organizaciones sociales y comunitarias del país, en salud, educación, cultura y trabajo voluntario.

PDVSA Do Brasil, Ltda.



Esta filial de PDVSA, ubicada en Río de Janeiro, avanza en la construcción de la Refinería Abreu e Lima, en Pernambuco, que permitirá el procesamiento de 200 MBD de petróleo, 50% proveniente de la FPO y 50% de Brasil. En octubre del año 2009, se firmó entre los presidentes de PDVSA y Petrobras, el

acuerdo de conclusión de las negociaciones, cumpliéndose con los elementos necesarios para la incorporación de PDVSA a la empresa mixta a conformarse, la cual se estima será formalizada en el año 2010.

Con la finalidad de desarrollar oportunidades de negocio al detal en la región, se adelanta el proyecto para aumentar y diversificar la capacidad de almacenamiento de las instalaciones existentes en la terminal de Porto Velho, completándose durante el año 2009 la ingeniería de detalle. Se estima desarrollar la procura y construcción para el año 2010. Asimismo, se evalúan facilidades en el área de logística y almacenamiento para la apertura de oportunidades de importación.

Para ampliar la flota de buques de PDVSA, se construyen dos producteros de 47.000 TPM, y ocho tipo Panamax de 72.000 TPM, en los astilleros EISA y Maua Jurong. En noviembre del año 2009, el buque EI-494 fue lanzado al mar, previéndose que esté listo para operar en junio del año 2010.

Se tiene prevista una ampliación de la actual red de estaciones de servicio PDV[®] en el mercado interno al detal brasileño y del suministro de combustibles en el mediano plazo, para pasar de 1,3 MBD a 7 MBD, teniendo como meta lograr 3% del mercado. En cuanto al posicionamiento de la marca PDV[®] en lubricantes, se ha mantenido un esfuerzo constante que permitió contar, al cierre del 2009, con su emplazamiento en 18 estados de la República Federativa de Brasil.

PDVSA Uruguay, S.A.



PDVSA adquirió participación en la empresa Alcoholes del Uruguay, S.A. (ALUR), empresa mixta conformada en el año 2007 (10% PDVSA Uruguay y 90% por la petro-

lera uruguayaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)), para la producción conjunta de etanol o caña de azúcar en el Complejo Sucoalcoholero Bella Unión. Estos productos se utilizarán para abastecer el mercado regional, principalmente a Argentina, de azúcar, etanol, biodiesel, energía eléctrica, alcohol potable y alimento animal. En octubre del año 2009, se inauguró la destilería y se produjeron 2.500 Mt³ de etanol dentro de las especificaciones de calidad.

Se prevé la participación en el mercado interno al detal, en combustibles a través de estaciones de servicio y distribuidores a los sectores agrícola, ganadero y forestal; e igualmente en lubricantes PDV[®].

En relación al suministro, en el año 2009 se entregaron 22 MBD, bajo el Acuerdo Energético de Caracas.

PDVSA y ANCAP realizarán un estudio conjunto para el desarrollo del Bloque Ayacucho 6 de la FPO para explotar crudos extra-pesados de este reservorio, y mejorarlos para ser enviados a la Refinería La Teja, ubicada en Uruguay. A la fecha, se ha concluido el estudio geocelular, así como los estudios ambientales y de desarrollo social.

Ronda Uruguay 2009, fue el primer llamado a interesados para la adjudicación de contratos de exploración y explotación de

hidrocarburos. ANCAP ofreció en licitación 11 bloques costa afuera en las cuencas de Punta del Este, Pelotas y Oriental del Plata. PDVSA, aunque cumplió con todos los requisitos técnicos, comerciales y legales, no presentó oferta y recomendó asociación con terceros. Está prevista una nueva ronda de licitación para el año 2011.

PDVSA Uruguay impulsa un programa de desarrollo social con proyectos en áreas de cultura, educación y trabajo voluntario, para contribuir con la mejora de la calidad de vida de la población.

PDVSA Paraguay, S.A.



El 1 de junio de 2009, se constituyó la filial PDVSA Paraguay, S.A., la cual cuenta con la visualización de las oportunidades en el mercado al detal en ese país, para posicionar la marca PDV[®].

En relación al suministro, se entregaron 8,8 MBD de productos bajo el Acuerdo Energético de Caracas.



3. PETROCARIBE

Petrocaribe se inició el 29 de junio de 2005, mediante un acuerdo multilateral suscrito entre 14 naciones de la región, en la ciudad de Puerto La Cruz, en la República Bolivariana de Venezuela, como una iniciativa de cooperación energética propuesta por el Gobierno Revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela, con el fin 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.

Al cierre del año 2009, la iniciativa estaba integrada por 18 naciones: 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. Debido al Golpe de Estado en Honduras, a partir de junio de 2009 se suspendieron los despachos a este país.

Las actividades desarrolladas incluyen el suministro de crudo y productos; creación de infraestructura para el almacenamiento, distribución y refinación de hidrocarburos, así como la generación eléctrica; y más de 80 proyectos sociales y socioproductivos, que buscan contribuir con la superación de la pobreza.

PDV Caribe, S.A.

Con el fin de hacer operativo el Acuerdo Petrocaribe, PDVSA creó en septiembre del año 2005, la filial PDV Caribe, S.A. A continuación se presentan los principales logros de esta filial durante el año 2009:

- Una de las formas de manifestación concreta del Acuerdo, ha sido la creación de empresas mixtas a través de PDV Caribe, lo que representa un modelo de gestión binacional, promotor de la participación de los países en la búsqueda de su propio desarrollo. Al cierre del año 2009, se han constituido once (11) empresas mixtas en ocho países miembros, y una (1) en un país en proceso de integración.
- **Cuba:** Cuenpetrol S.A. (Comercial Cupet, S.A. 51% y PDVSA Cuba 49%); Transportes del ALBA (PDVSA Cuba 49% e Internacional Marítima, S.A. 51%); Trocana World Inc (PDVSA Cuba 50% y Wagoneer International Ltd. 50%); y Tovase Development Corp. (PDVSA Cuba 50% y Variation Ltd. 50%).
- **Nicaragua:** ALBA de Nicaragua, S.A. (PDV Caribe 51% y PETRONIC 49%).
- **Dominica:** PDV Caribe Dominica Ltd. (PDV Caribe 55% y Dominica National Petroleum Company Ltd. 45%).
- **Belice:** Alba Petrocaribe Belize Energy Ltd. (PDV Caribe 55% y Belize Petroleum and Energy 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%).





- **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. Vincent and the Grenadines (SVG) Ltd. 45%).
- **El Salvador:** ALBA Petróleos de El Salvador (PDV Caribe 60% y Asociación Intermunicipal Energía para El Salvador 40%), país que no ha ingresado formalmente al Acuerdo.

Durante el año 2009, PDV Caribe ha continuado su esfuerzo orientado a la satisfacción de las necesidades de combustible de la región y a la materialización de la infraestructura energética, obteniendo avances significativos, como los siguientes:

- Incremento de 23% en el suministro promedio diario en relación al año 2008, destacándose la reanudación del suministro a San Cristóbal y Nieves durante el último trimestre del año 2009. Esta actividad de suministro, iniciada desde el año 2005, ha representado para estos países un ahorro potencial de 1.741 millones de dólares.
- Inauguración de la Planta Wai'tukubuli, en Dominica, el 13 de junio de 2009, la cual cuenta con una capacidad de almacenamiento de 39.000 barriles, una planta de llenado de cilindros de GLP, torres de enfilamiento y facilidades para la descarga diurna y nocturna de tanqueros, siendo operada por la empresa mixta Dominica National Petroleum Corporation, Ltd. También se avanza en la construcción de obras similares en El Salvador, Nicaragua, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y Las Granadinas, y Granada.
- Durante el año 2007 se abrió una nueva etapa histórica en la región, al poner de nuevo en operaciones la Refinería Camilo Cienfuegos, en Cuba. A fines del año 2009, se trabaja en otros siete proyectos:



En el mediano plazo, estas acciones darán al Caribe y Centroamérica un perfil propio en materia de procesamiento y suministro de hidrocarburos, permitiendo en algunos casos el desarrollo simultáneo de proyectos petroquímicos.

- Como parte del proceso de compensación de la factura energética con productos y servicios, según lo establecido en el Acuerdo Petrocaribe, Nicaragua, a través de la empresa mixta Albanisa, ha suministrado a la República Bolivariana de Venezuela 17.390 TM de carne de ganado bovino deshuesada, 4.328 TM de caraoatas negras, 5.415 vaquillas, 17.376 TM de leche de alta duración (UHT), 5.589 novillos y 5.697 TM de café verde.
- Se ha logrado fortalecer una amplia gama de proyectos en materia de salud, educación, vialidad, acceso al agua potable y vivienda, a través del Fondo ALBA Caribe. El mismo cuenta con 85 proyectos en 11 países de la región, y 3 proyectos eléctricos retornables en diferentes países. La propuesta es avanzar hacia iniciativas socioproductivas que surjan de las propias comunidades para el autodesarrollo, independencia y empoderamiento de los estratos más pobres de la población, quienes en definitiva deben ser los primeros beneficiarios de este acuerdo.
- Se creó el Fondo ALBA Alimentos, para financiar iniciativas agroalimentarias en los países miembros.

– Tres proyectos en Cuba, que incluyen el Proyecto de Expansión de Cienfuegos de 65 a 150 MBD, en etapa de conceptualización con un avance de 84%; y Matanzas y Hermanos Díaz, localizada en Santiago de Cuba, en la cual se contempla el aumento de la capacidad de procesamiento de 22 a 50 MBD, incluyendo una unidad de conversión profunda, también en etapa de conceptualización.

– Expansión de la Refinería de Jamaica, a los fines de incrementar su capacidad de procesamiento de 35 a 50 MBD y mejorar los combustibles, logrando producir diesel de muy bajo contenido de azufre. Durante el segundo semestre del año 2009, fue culminada la ingeniería básica de este proyecto.

– Refinería del Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar, ubicada en la costa pacífica de Nicaragua, para el procesamiento de 150 MBD, en terrenos adquiridos por la empresa mixta Albanisa. Durante el segundo semestre del año 2009, Albanisa y PDVSA iniciaron la ingeniería conceptual de esta refinería.



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 (A.S.J.)

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 (A.C.E.C.)

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 período 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 (C.I.C.)

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 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 para el año 2009.

Ventas a países con acuerdos de cooperación años 2009 y 2008
 Detalle por país de destino (MBD)

	2009		2008	
	Cuota	Suministro	Cuota	Suministro
Petrocaribe				
Antigua y Barbuda	4,4	0,5	4,4	0,5
Belice	4,0	0,4	4,0	0,5
Dominica	1,0	0,3	1,0	0,4
Granada	1,0	0,7	1,0	0,8
Guatemala	20,0	-	20,0	-
Guyana	5,2	3,0	5,2	3,9
Haití (1)	14,0	14,2	14,0	8,5
Honduras	20,0	5,9	20,0	3,4
Jamaica	23,5	27,9	23,5	24,2
Nicaragua (1)	27,0	25,1	27,0	15,3
República Dominicana	30,0	27,6	30,0	27,2
San Cristóbal y Nieves	0,7	0,6	0,7	0,6
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,2	1,0	0,2
Surinam	10,0	-	10,0	-
Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas				
Bolivia (1)	11,5	4,2	11,5	5,3
Paraguay	25,0	8,8	25,0	8,7
Uruguay	43,8	22,0	43,8	12,1
Convenio Integral de Cooperación				
Argentina	35,2	8,0	35,2	23,8
Cuba	92,0	93,0	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

V

NUEVOS NEGOCIOS



11 EMPRESAS DE PROPIEDAD SOCIAL



Durante el año 2009, PDVSA profundizó las líneas estratégicas de acción contenidas en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, y en el Plan Siembra Petrolera, para el desarrollo del nuevo modelo productivo socialista y garantizar el funcionamiento de nuevas formas de generación, apropiación y distribución de los excedentes económicos, y una mayor equidad de la distribución de los recursos generados por PDVSA.

La política establecida por PDVSA ha sido la de fortalecer los mecanismos de creación y desarrollo de Empresas de Propiedad Social (EPS) y de redes en la economía social mediante la promoción, desarrollo e impulso de esquemas alternativos a las empresas mercantiles que incluyen a las EPS, Unidades de Producción



Comunitaria y Cooperativas, y su participación en los procesos de contratación de bienes, obras y servicios que presenta la demanda del Plan de Negocios de PDVSA.

Los objetivos estratégicos de PDVSA con el desarrollo de las EPS son los siguientes:

- Promover y desarrollar EPS en articulación con las Comunas y los Consejos Comunales para impulsar un nuevo modelo productivo basado en la propiedad social, que asegure la inversión social de los excedentes; así como impulsar la gestión social en la dirección del proceso productivo; y satisfacer las necesidades básicas y esenciales de las comunidades.
- Estimular la participación, el trabajo voluntario y el desarrollo de la conciencia del deber social de los trabajadores de PDVSA, filiales y empresas mixtas, orientando su acción en la construcción y acompañamiento de las EPS.
- Contribuir a la construcción de la economía socialista popular y comunitaria, cambiando el modelo individualista y capitalista de generación, apropiación y distribución de la riqueza por un modelo de propiedad social que se fundamenta en el bienestar colectivo.
- Implantar el programa EPS en todos los negocios y filiales de PDVSA.

- Asignar a las EPS actividades productivas específicas de acuerdo al nivel de complejidad que requieren las tareas y capacidades desarrolladas, así como articular las EPS con la red productiva nacional.
- Estimular la creación de EPS ejercidas a través del Estado, articulando operaciones de PDVSA con gobernaciones y alcaldías.
- Profundizar e impulsar la política de desarrollo endógeno.
- Consolidar la Misión Ribas Técnica dirigida a formar a los Técnicos Medios Petroleros.
- Coordinar procesos de la Misión Ribas Productiva en el seno de PDVSA, filiales y empresas mixtas.
- Insertar en procesos laborales a los egresados de la Misiones educativas.
- Sustituir empresas mercantiles por EPS.

Durante el año 2009, PDVSA promovió a nivel nacional, la identificación de oportunidades para desarrollar proyectos pilotos de EPS. Dentro de estas propuestas se garantiza a los trabajadores una seguridad social universal y solidaria, así como los mecanismos institucionales del mercado de trabajo. Ello implicará promover el desarrollo humano, familiar y socio laboral, al tiempo de apoyar la organización y la participación de los trabajadores en la gestión de la empresa. Un objetivo fundamental estriba en fortalecer las capacidades básicas para el trabajo productivo, a través del patrocinio, dirección y coordinación de las actividades de la Misión Ribas, dirigida a la formación de bachilleres provenientes de sectores tradicionalmente excluidos de la población; y los subsecuentes programas, Ribas Productiva y Ribas Técnica, orientados a la creación de unidades socioproductivas comunitarias y la creación de competencias técnicas formales en especialidades medulares de la industria petrolera, respectivamente. En el marco de estos objetivos, se inserta la propuesta de las Brigadas Productivas Socialistas, concepto que demanda un especial compromiso de todas las divisiones, filiales y unidades de negocio de PDVSA. Los objetivos principales son crear una ética, cultura y educación liberadora y solidaria en el proceso de formación y en las operaciones de las Brigadas Productivas Socialistas.

La concepción de EPS representa el objetivo fundamental del nuevo modelo productivo socialista a desarrollar, el cual supone un esfuerzo de alta planificación en conjunto con los negocios de PDVSA, tanto los de naturaleza operacional, como aque-

llos dirigidos a áreas sociales (PDVAL, PDVSA Agrícola, PDVSA Desarrollos Urbanos, entre otros).

Durante el año 2009, las acciones más resaltantes para el logro de los objetivos planteados en el desarrollo de EPS fueron las siguientes:

- Elaboración de 70 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 concepto de EPS, a través de la migración de cooperativas.
- Integración de las disposiciones del Reglamento de la Ley de Contrataciones Públicas con los elementos constitutivos del compromiso de responsabilidad social de PDVSA, por medio de una nueva guía administrativa emitida en junio del año 2009, que establece un aporte de 5% por concepto de compromiso de responsabilidad social sobre el monto contratado.
- La inscripción en el Registro de EPS (REPS) de PDVSA al 31 de diciembre de 2009 fue de 7.649 empresas mercantiles y 5.822 cooperativas.
- Dentro del componente de formación socio productiva de integrantes de la comunidad, destacan el apoyo a 111 Unidades de Producción Comunitaria (UPC), con motivo de su participación en los procesos de contratación de PDVSA, y la formación y capacitación a través de 57 talleres dictados a Consejos Comunales y UPC.
- Concertación del convenio Misión Ribas-PDVSA, el cual arranca con 9.000 brigadistas y permite la inserción de las brigadas productivas socialistas que operarán con las filiales petroleras y no petroleras en todos los estados del país.
- 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.
- Inserción laboral de 1.393 vencedores de la Misión Ribas en PDVAL, PDVSA Gas y Fundelec.
- Arranque de los procesos de formación de la Misión Ribas Técnica con 12.135 vencedores que se formarán como Técnicos Medios Petroleros en las especialidades de perforación, operación de petróleo y gas, electro instrumentación, soldadura, operación de refinación y mantenimiento mecánico.



- Diseño curricular, grabación de videoclases y mejoramiento de infraestructura educativa en apoyo a la Misión Ribas Técnica.
- Seguimiento a los Proyectos de estímulo al desarrollo de las capacidades nacionales:

1. Proyecto de EPS de Base Tecnológica: con base en los lineamientos del Proyecto de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, y los requerimientos de las operaciones medulares de la industria petrolera para formular y obtener insumos químicos con altos contenidos nacionales, se realiza este proyecto tecnológico para fomentar la investigación y desarrollo nacional bajo el modelo de EPS. Actualmente, este proyecto se está desarrollando bajo el nombre de Proyecto de Desarrollo Socioproductivo de Insumos y Productos Químicos de Uso en el Sector Petrolero con EPS Tecnológicas, y entre los principales logros se cuenta la consolidación de la información de las importaciones de insumos químicos por diferentes entes gubernamentales y PDVSA; el análisis de importaciones y demanda de productos químicos usados en yacimientos petroleros y de gas, y documentado en los informes de innovación tecnológica; y la realización del estado del arte acerca de la clasificación y funciones de los fluidos de perforación y documentado en el informe SEA- 0120, 2009 Definiciones de fluidos de perforación y de aditivos químicos.

2. 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. Este proyecto se está ejecutando bajo el nombre de Desarrollo de Proyectos Socio-Productivos del Sector Ambiente, y los avances más relevantes incluyen el análisis físico-químicos de las muestras representativas de aceites lubricantes usados en la República Bolivariana de Venezuela; el inició, en conjunto con representantes del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB), el programa de Educación Ambiental a los generadores de aceites usados participantes en el plan piloto del Municipio Guaicaipuro; firma del Convenio Marco de Cooperación con el Consorcio Obligatorio de Aceites Usados de Italia, para la logística, rutas y conformación de grupos socioproductivos para la recolección y transporte; recolección de 13.500 litros de aceites en un mes con el Plan Piloto (Guaicaipuro), para disposición final en la cementera; además de entregar 150 tambores rotulados y 67 paletas a los 62 generadores de aceite lubricante usado medido en el plan piloto. Adicionalmente, se activó la línea gratuita 0-800-ACEITES como mecanismo de recopilación de información sobre fuentes de aceites usados y otras aclaratorias sobre este tema ambiental.





3. Sistematización de una base de datos para los vendedores egresados de la Misión Ribas y Programa EPS:

proyecto para desarrollar una herramienta tecnológica automatizada denominada Sistema de Gestión de Programa de EPS (SIGEPS), que capta, emite y da mantenimiento de los elementos del Programa de EPS y el perfil de los egresados de la Misión Ribas para su posterior inserción laboral. Entre los avances más significativos se solucionaron problemas con el Query de Análisis de Pago de SAP.

4. 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. Los logros y actividades más resaltantes han sido alcanzar acuerdos con el MENPET para establecer métodos de estimación, control y seguimiento de cálculo de Valor Agregado Nacional (VAN) en proyectos de la industria, alineados bajo la figura de EPS; y la revisión del manual de normas y procedimientos para el seguimiento y control del VAN de los proyectos gasíferos elaborado por el MENPET a fin de incorporar a la metodología el componente de EPS.

5. Proyectos del convenio entre la Corporación Venezolana de Guayana CVG-PDVSA:

Los esfuerzos asociados a las diversas tecnologías desarrolladas dentro del marco de este convenio, están siendo investigadas por PDVSA, con el propósito de buscar oportunidades de transferencia tecnológica en los negocios de EyP y Refinación. Algunas de estas iniciativas como el Proyecto de Brea y Coque para Ánodos de Aluminio, se encuentran en fase técnica. El proyecto ORIMATITA®, como sustituto de los densificantes importados cuyo componente básico es la hematita natural, se está realizando bajo acuerdos de trabajo entre PDVSA Industrial y la CVG Ferrominera del Orinoco en el desarrollo industrial de este importante insumo para las operaciones de EyP.



2 EMPRESAS DEL SECTOR ALIMENTOS



a. PDVSA Agrícola, S.A.

PDVSA Agrícola, filial de PDVSA, es una empresa agroindustrial socialista creada para incidir en el sector agroalimentario nacional, a través de la ejecución de proyectos sustentables, estratégicos y estructurantes, desarrollados en cadenas que integran la producción primaria y el procesamiento industrial hasta el consumidor final, contribuyendo así al logro de la soberanía alimentaria bajo un Modelo Socialista de Producción.

El plan de producción agroalimentaria de PDVSA Agrícola se fundamenta en el incremento de la producción de alimentos estratégicos (leche, carne, pollos, porcinos, peces, soya, maíz, sorgo, yuca, arroz, caraota y frijol) como resultado de la participación de pequeños y medianos productores, abarcando el proceso productivo, la transformación y la comercialización de dichos rubros alimentarios.

En su carácter de empresa socialista, ofrece participación a los pequeños productores fomentando la asociación de éstos con

la filial. Los productores asociados serán los principales actores al formar parte del desarrollo integral de los polígonos donde están ubicados los complejos. Asimismo, la ejecución de sus proyectos ha generado empleos tanto directos como indirectos, los cuales contribuyen al desarrollo social y económico en las regiones.

PDVSA Agrícola continúa con la ejecución de sus proyectos medulares establecidos en su plan de negocios (complejos agroindustriales, polígonos de desarrollo agrícola y complejos integrales avícola socialista, entre otros) y amplía su cartera de proyectos en la adquisición de empresas en marcha que permitan apalancar su red de cadenas productivas que integran la producción primaria y el procesamiento industrial hasta el consumidor final. Asimismo, durante el año 2009, se conformaron empresas mixtas en el marco de convenios binacionales de soberanía alimentaria y en materia de ciencia y tecnología; se firmaron y ejecutaron convenios y contratos nacionales e internacionales; y se contrataron EPS o cooperativas como empresas colectivas de obras y servicios técnicos y especializados.



Los logros más resaltantes para el año 2009, se agrupan en tres áreas diferentes:

1. Acuerdos y Convenios

a. Internacionales

Luego de suscribir los Acuerdos Internacionales y Contratos Marco, en el año 2009 se concretaron contratos específicos que desarrollan las condiciones de los acuerdos alcanzados, como son los siguientes:

- **Continuación del Contrato con la Empresa DEDINI, S.A. Industrial de Base de Brasil:** contrato para ingeniería y suministro de cuatro destilerías completas (700.000 Litros Por Día c/u) para los cuatro primeros complejos de E-10 y sus derivados en los estados Barinas, Portuguesa, Cojedes y Trujillo. El alcance del contrato abarca la ingeniería básica, suministro de todos los equipos, servicios de apoyo, supervisión, entrenamiento y capacitación.
- **Culminación del Acuerdo con el Instituto Cubano de Investigación y Desarrollo de la Caña de Azúcar (ICIDCA):** este acuerdo consistió en el desarrollo de la ingeniería básica de la Planta de Torula (planta de tratamiento ambiental de los efluentes de la destilación de alcohol con producción de levadura forrajera) el cual fue culminado satisfactoriamente.
- **Contratos Establecidos con la Empresa Cubana de Ingeniería y Servicios Técnicos Azucareros (TECNOZÚCAR):** suministro, ingeniería, asistencia técnica, capacitación y adiestramiento del personal de operación de una planta procesadora de caña de azúcar de producción de etanol. Contrato de asistencia técnica para la construcción y el montaje de los proyectos de derivados de la caña.
- **Contratos Establecidos con la Constructora ALBA Bolivariana, C.A.:** para la construcción del complejo agroindustrial de derivados de la caña y de los centrales azucareros.
- **Convenio Integral de Cooperación Cuba-Venezuela:** acuerdo para la constitución de una empresa mixta socialista,

conformada por PDVSA Agrícola y la empresa cubana Zerus, para la puesta en operación de los complejos agroindustriales.

- **Constitución de la Empresa Mixta Socialista Agroindustrial China-Venezuela, China Helongjiang Xinliang Grains & Oil Group Co. Ltd. y PDVSA Agrícola:**

empresa conformada para el desarrollo de proyectos agrícolas y agroindustriales principalmente en la FPO, entre ellos la construcción de 2 grandes silos para el almacenamiento de granos, proyectos de siembra de arroz, soya y otros granos, construcción de una planta de alimentos balanceados para animales, proyectos piscícolas y porcinos, además de la producción y transporte de fertilizantes y enmiendas para mejorar la capacidad de los suelos.

- **Contrato Marco con Empresa Argentina Granja Tres Arroyos:** contratos de suministro de equipamiento e instalaciones para galpones avícolas y plantas de alimentos balanceados (ABA), ambos para el desarrollo del proyecto complejo integral avícola socialista, en el estado Monagas.

- **Contrato Marco con Empresa Argentina Paramérica:** se suscribió un acuerdo marco para el desarrollo de un proyecto global de producción de caraotas y otros granos en la República Bolivariana de Venezuela. Se estableció un contrato de suministro e instalación de una planta de procesamiento de leguminosas en el eje Barrancas-Temblador del estado Monagas.

- **Contrato Establecido con la Empresa Argentina Rhonaldp Agro, S.A:** contrato para la ejecución de un proyecto de desarrollo de producción de soya y otros cultivos, ubicado en el estado Monagas.

- **Convenio Marco de Cooperación con el Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina (INTI Argentina):** comprende actividades de asistencia técnica, producción e industrialización de productos lácteos, cárnicos y derivados, centros de apoyo a la producción, mecanización, almacenamiento y conservación de frutos.

b. Nacionales

- **Convenio Marco con el Instituto Nacional de Investigaciones Agrícolas (INIA) del Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras:** se desarrollaron dos cartas de entendimiento para la obtención y selección de cultivares (variedades) de caña de azúcar con fines alimenticios y energéticos, además de la prestación de servicios de análisis de suelo-planta-agua a las poligonales asociadas a los complejos agroindustriales de PDVSA Agrícola.



- **Contrato de Servicio con Fundación para el Desarrollo de la Ciencia y Tecnología Agrícola (FUNDAGRI):** continuación de las actividades dirigidas a la prestación de servicios técnico-administrativo y financiero de FUNDAGRI al proyecto de PDVSA Agrícola orientado a la producción de rubros agrícolas con productores asociados, así como la continuación con el desarrollo del programa para administración y control, capacitación agrícola y asistencia técnica en áreas de los polígonos.

- **Convenio Marco de Cooperación para la Implementación y Ejecución del Programa Integral de Desarrollo Lechero (PIDEL), entre PDVSA Agrícola y Fundación NADBIO:** comprende actividades orientadas a fortalecer la producción de leche en apoyo al sector agropecuario y la seguridad alimentaria del país con la Fundación NADBIO, la cual tiene gran experiencia en el desarrollo lechero, además de contar con personal especializado. Durante el año 2009, se iniciaron actividades para el desarrollo lechero en el estado Trujillo, así como la atención a una red de unidades de producción que incluye el diagnóstico de enfermedades, implantación, control, asistencia técnica y adiestramiento en el sistema especializado

TAURUS. La ejecución de las actividades estará a cargo de PIDEL.

- **Alianza Estratégica PDVSA Agrícola y AVIDORCA:** se estableció para realizar el proceso de cría de pollos de engorde desde la recepción, engorde, beneficio, empaquetado y despacho de pollos congelados a la red de comercialización de PDVSA Agrícola.
- **Alianza Estratégica entre PDVSA Agrícola y SERVINORCA:** tiene como finalidad la recepción, tostado, acondicionamiento y despacho del frijol de soya, para el uso en la formulación de los alimentos terminados de los pollos de engorde.
- **Alianza Estratégica entre PDVSA Agrícola y SUPER S:** se creó para garantizar el suministro de pollos bebé, alimentos terminados, vacunas y medicinas necesarias para el proceso de cría de los pollos de engorde del proyecto producción primaria.

2. Desarrollo Industrial

- **Complejos Agroindustriales de Derivados de la Caña de Azúcar del Primer Escalón, en los Estados Trujillo, Barinas, Portuguesa y Cojedes:** en el año 2009 se avanzó 70% en la procura para el montaje de las destilerías, producto del contrato con DEDINI, y 30% de suministros para el montaje de las plantas de jugo y torula (levadura forrajera), a partir de la ingeniería desarrollada por ICIDCA. Asimismo, se culminaron 30 objetos de obra, lo cual permite un avance aproximado de 23% del total de los proyectos. Se estima su puesta en marcha para la zafra de la caña 2010-2011.
- **Construcción de dos (2) Centrales Azucareros en los Estados Cojedes y Monagas:** culminación de 17 objetos de obra, obteniéndose un avance general de 50% en cada uno. Se iniciaron 17 nuevos objetos de obras en la ejecución de estos proyectos. Se estima su puesta en marcha para la zafra de la caña 2010-2011.
- **Complejos Agroindustriales de Derivados de la Caña de Azúcar del Segundo Escalón, en los Estados Zulia, Mérida, Trujillo, Apure y Monagas:** en el año 2009 se inició movimiento de tierra y construcción de terraplén, que constituye la primera fase en la construcción de los complejos; asimismo, se obtuvo 1,3% de suministros para el montaje de las plantas de procesamiento de la caña pertenecientes a estos complejos. Se estima su puesta en marcha para la zafra de la caña 2011-2012.

3. Desarrollo Agrícola

El plan de producción agrícola vegetal y animal se fortaleció mediante las siguientes acciones:

- Siembra de 35.320 Ha con una producción de 35.263 toneladas, distribuida en los siguientes rubros: 14.983 Ha de maíz entre los estados Barinas, Portuguesa, Cojedes y Monagas; 7.576 Ha de soya en el estado Monagas; 3.152 Ha de arroz en el estado Cojedes; 2.629 Ha de caraota entre los estados Portuguesa, Barinas y Monagas; 2.095 Ha de yuca entre los estados Zulia, Mérida, Monagas y Anzoátegui; 1.810 Ha de sorgo entre los estados Monagas y Barinas; y 3.075 Ha de frijol entre los estados Barinas y Portuguesa. Se estima para el año 2010 la siembra de 88.750 Ha entre leguminosa, cereales, yuca y caña, entre otros.
- Adquisición de 10.757 Ha de tierras propias distribuidas en los estados Zulia, Mérida, Trujillo, Portuguesa, Cojedes, Barinas, Apure, Anzoátegui y Monagas, totalizando así 23.040 Ha. Se continúan con los procesos de negociaciones de 11.786 Ha.
- Adquisición de 80% de maquinarias e implementos agrícolas. Actualmente la filial cuenta con un parque de maquinarias e implementos agrícolas de 971 Und, con capacidad de siembra mayor de 150.000 Ha al año.

Producción Piscícola: arrancó la fase de implantación y operación del proyecto de cultivo de peces en jaulas flotantes en cuerpos de agua, ubicado en el fundo El Palote, municipio Zaraza del estado Guárico. Se construyeron diez jaulas flotantes y se adquirieron 21.000 peces híbridos obtenidos del cruce de ciertas especies autóctonas.

Producción Avícola: Obtención de 8.600 Ha, a través de un convenio con CVG-PROFORCA y PDVSA Agrícola para la instalación del complejo integral avícola socialista del estado Monagas, el cual iniciará sus operaciones en el año 2010 a través de un piloto, estimándose para el año 2012 su completa operatividad. Sin embargo, se abordó la producción temprana en el año 2009 a través de un proyecto avícola con un rendimiento de 114 toneladas de carne de pollo semanales.

Producción Bovina: Adquisición de 4.592 animales para producción de 10,8 toneladas de carne y 553.629 Lts de leche en el año 2009, los cuales están distribuidos en fincas propias de la filial entre los estados Barinas, Cojedes, Zulia, Portuguesa y Monagas.



b. Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL)

Durante el año 2008, se incrementaron los esfuerzos del Ejecutivo Nacional en materia de abastecimiento de alimentos con la creación de PDVAL (filial de PDVSA), trazándose la firme misión de ofrecer a la población venezolana productos de la cesta básica e insumos para el hogar a precios regulados en diferentes puntos de venta habilitados en el territorio nacional, atendiendo así la cadena de comercialización, que incluye producción, transporte, almacenamiento, distribución y venta final; teniendo como meta la reducción paulatina de las importaciones e impulso de la capacidad de producción del país.

En el año 2009, PDVAL ha contribuido a mejorar el poder adquisitivo y el nivel económico de las familias de ingresos bajos y medios, contrarrestando la especulación, el desabastecimiento y acaparamiento de productos de la cesta básica; al expender a precios regulados alimentos y artículos para el hogar.

c. Grupo Lácteos Los Andes

El grupo de empresas Lácteos los Andes, propiedad de PDVSA desde marzo del año 2008, fortaleció en 2009 su posición como la empresa pasteurizadora más importante del país en la producción, distribución y comercialización de productos lácteos, jugos y néctares, al producir y mercadear 274 millones de litros equivalentes de productos, un 7,5% superior a los 255 millones de litros producidos en 2008, porcentaje muy significativo considerando que en la industria pasteurizadora venezolana la variación típica interanual es 3% aproximadamente. El logro alcanzado fue posible por las acciones para el fortalecimiento de los patrones de productividad, eficiencia operacional y administrativa, y la activa participación de empleados y obreros, que respondieron a los cursos y talleres dirigidos a tal fin. A las acciones mencionadas se añade la actualización y repotenciación de maquinarias y equipos en las plantas de Nueva Bolivia y Cabudare, localidades ubicadas en los estados Mérida y Lara, respectivamente. A lo anterior se añade el reacondicionamiento mayor de la cava principal para el congelamiento y almacenaje de materia prima de la Planta de Cabudare.

Al cierre del año 2009, destaca la producción de 230 mil litros diarios de leche pasteurizada, promedio superior en 46% a la producción de 158 mil litros diarios lograda en el año 2008; hecho que reafirma el cumplimiento del objetivo del Ejecutivo Nacional de incrementar la disponibilidad de leche líquida para la

población. El promedio diario alcanzado en el mes de diciembre del año 2009, fue de 273 mil litros de leche pasteurizada, cifra record en la historia de la Empresa. Estos logros fueron posibles por el incremento en la recepción de leche cruda de los productores primarios, los cuales entregaron en el año 2009 un total de 91 millones de litros de leche, esto es 15% mayor que los 79 millones de litros entregados en el año 2008. Estos incrementos tienen influencia significativa en el crecimiento de la actividad agropecuaria nacional, con el añadido de aumentos en la producción de jugos y néctares a base de guayaba, mango, piña, papelón y limón, todos de producción nacional; objetivo igualmente perseguido por las políticas del Ejecutivo Nacional.

En el año 2009, se lanzó el producto Leche en Polvo Los Andes, cuya introducción al mercado como estrategia antiinflacionaria, acordada con PDVAL, se realizó a un precio de venta al consumidor de 12 bolívares el kilogramo (Bs/Kg); esto es, 9% menor al precio regulado de venta al público de 13,15 Bs/Kg.

Como EPS y en cumplimiento del apoyo socioeconómico que debe brindar Lácteos Los Andes a las comunidades adyacentes a sus instalaciones, se incrementó 81% el suministro diario del vaso de leche escolar a niños y niñas de escuelas bolivarianas, esto es, 21.700 escolares atendidos en el año 2009, en comparación con 12.000 del año 2008. Se adquirieron dos inmuebles en Nueva Bolivia, para el funcionamiento de una escuela para niños excepcionales y para hospedaje de médicos cubanos que prestan servicio en el Centro de Diagnóstico Integral de la localidad, y se adecuaron instalaciones educativas, de salud y casa alimentación.

Como objetivo estratégico para el tránsito de empresa capitalista a EPS, se fijó como meta prioritaria el cambio en las relaciones de trabajo, para lo cual se diseñó un esquema denominado Construcción de la Decisión, destinado a preparar los trabajadores para su participación en la gestión de la empresa. Igualmente, se diseñó el curso Participación, Calidad y Productividad, con asistencia de 1.940 trabajadores de las plantas y las regiones comerciales, lo que representa 60% de la nómina. En procura de este objetivo, se promovió la creación del Frente Socialista de Trabajadores Lácteos en las plantas de Nueva Bolivia y Cabudare, integrado por 1.350 miembros, gestión que continuará con la incorporación de los trabajadores de las regiones comerciales.

3 | OTRAS FILIALES



a. PDVSA Industrial

Filial de PDVSA constituida el 27 de diciembre de 2007, con el propósito general de crear, desarrollar y consolidar la nueva generación de industrias destinadas a suministrar bienes e insumos, servicios asociados y tecnología a los sectores transformadores de hidrocarburos, eléctrico, insumos básicos, químico, automatización, informática, telecomunicaciones y otros estratégicos, que se constituyan como impulsores de la transformación industrial de la República Bolivariana de Venezuela, a través del esfuerzo propio y la creación o asociación de empresas socialistas con participación nacional y de otros países aliados.

Con el propósito de impulsar el desarrollo del parque industrial a nivel nacional, la filial definió su estrategia de ejecución con la creación de cuatro sectores industriales: hidrocarburos, insumos básicos, eléctrico, y el sector de automatización, informática y telecomunicaciones; bajo el criterio fundamental de lograr la soberanía e independencia tecnológica y cumplir con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013. A

continuación, se mencionan los proyectos con alto impacto que permitirán apalancar el desarrollo integral del país, asegurar el uso eficiente de los recursos y contribuir a la independencia tecnológica:

Hidrocarburos

- **Industria China Venezolana de Taladros, S.A. (ICVT):** empresa de capital mixto con visión socialista, constituida el 17 de junio de 2008 con China Petroleum Technology & Development Corporation (CPTDC) ubicada en el estado Anzoátegui, en la República Bolivariana de Venezuela; con el fin de promover el desarrollo del sector mediante un proyecto de vialidad e infraestructuras modernas, que apalancan otros subproyectos metal-mecánicos industriales, garantizando el uso eficiente de energía. Tiene como objetivo fabricar y ensamblar hasta 20 taladros anuales de diversos tipos y capacidades que van desde 750 hasta 3.000 Hp, con fuerza hombre operacional y tecnología china, a fin de consolidar la soberanía operacional, además de asegurar la transferencia tecnológica al país.



Las empresas ICVT y CPTDC, firmaron en la República Popular China, contratos para la adquisición de partes de ocho taladros y de maquinarias para fabricación de cabria, subestructura y sistema integral de fluidos de perforación para dar cumplimiento a la primera etapa de crecimiento de la empresa de capital mixto. En el marco del desarrollo e impulso del proyecto, se logró la construcción de plataforma logística de operaciones de 8 Ha, para ensamblaje y prueba de taladros, y el asfaltado de 1,2 Km para acceso principal a la planta de fabricación de taladros. Igualmente, se aprobó el convenio con el Ministerio del Poder Popular para la Defensa, a través del Sexto Cuerpo del Batallón de Ingeniería, para la realización de las actividades de movimiento de tierra en las áreas de la fábrica de taladros. A la fecha, se encuentran en proceso de construcción las siguientes obras contempladas dentro del complejo de la fábrica: calle E (avance 90%); avenida N° 6 (avance 90%); asfaltado de terraza 5 (avance 90%); instalación de torres de iluminación (avance 91%); tendido eléctrico de 34,5 KV para la ICVT (avance 36%); construcción del helipuerto provisional ubicado en Palital (avance 63%); demarcaciones de la plataforma logística operacional en Palital (avance 100%).

Durante el año 2009, se celebró la Comisión de Alto Nivel entre la República Popular China y la República Bolivariana de Venezuela, donde se dieron a conocer los avances en la construcción y puesta en marcha de la primera empresa con visión socialista de capital mixto en fabricación de taladros en la República Bolivariana de Venezuela, destacando que de los cuatro taladros recibidos, se realizó el ensamblaje del taladro PDV-21, así como el proceso de ensamblaje del taladro PDV-20, permitiendo impulsar la independencia tecnológica en el campo petrolero, así como el ahorro por el alquiler de taladros a empresas transnacionales.

• **Parque Industrial Gas Natural Vehicular (PIGNV):** contempla el diseño y la construcción de un parque industrial gas natural vehicular para la liberación de 75 MBD de gasolina y 3 MBD de diesel para su exportación. En su primera fase, incluye el inicio de construcción de fábricas para equipos de conversión (200.000 kits/año), cilindros de almacenamiento de alta presión (96.000 unidades/año) y escuela técnica industrial. Para la segunda fase, estimada para el año 2011, se contempla la implantación de las fábricas de vehículos a gas para carga y transporte masivo (5.000 unidades/año), compresores y surtidores (90 compresores y 190 surtidores/año).

Durante el año 2009, PDVSA Industrial firmó Memoranda de Entendimiento (MDE) con:

- La empresa italiana LANDIRENZO (especialista en fabricación de kit de conversión).
- Las empresas Argentinas Tomasetto ACHILLE, GASPETRO, OLIVERO y RODRIGUEZ, PELMAG, TOMASETTO LOVATO Y GNC SALUSTRI, KIOSHI COMPRESION, S.A., y ARGENTOIL, S.A. (especialistas en fabricación de cilindros de alta presión).
- La empresa MAT S/A, de la República Federativa del Brasil (especialista en fabricación de cilindros de alta presión).
- TATSA (Tecnología Avanzada en Transporte, S.A., especialista en fabricación de Autobuses).

Igualmente se firmó convenio de asociación con GNC Galileo, S.A., de Argentina, con la finalidad de establecer la disposición de las partes para cooperar mutuamente en la identificación de un plan de actividades en áreas de interés como la adecuación, construcción y gasificación de las EE/SS, destinadas al suministro de GNV, que permite impulsar el desarrollo del parque industrial de gas natural vehicular a nivel nacional.

Durante el año 2009, se instruyó a PDVSA Industrial agrupar todas sus filiales dedicadas a las actividades de fabricación, comercialización y distribución de tubos que permitan asegurar la soberanía tecnológica y la continuidad operacional de la industria petrolera. En tal sentido, se creará una corporación venezolana de tubos, que consolide las industrias de este sector.

- **Fábrica de Tuberías de Grandes Diámetros, Helisold de Venezuela, S.A. (HELVESA):** en su proceso de nacionalización se contemplan tres fases: creación de EPS; reactivación y normalización operacional de la planta; y la adquisición y modernización de la planta, con una capacidad de producción de 24 MTM/A, tubería helicoidal 16 a 46 pulgadas con calidad API 5L. Se realizó con éxito la conformación del primer tubo, válido para el pedido del Proyecto Sinorgas de PDVSA Gas, con normalidad y la calidad requerida dentro de las exigencias de la Norma API. Igualmente su producción está destinada a dos proyectos: Sinorgas con 2.117 tubos a fabricar y Sufaz (PDVSA Petróleo) con 6.170 tubos a fabricar, con 4.578 tubos fabricados.
- **Fábrica de Tuberías de Grandes Diámetros, Tuberías Helicoidales, C.A. (Tubhelca):** EPS adquirida el 29 de junio de 2009, con el propósito de fabricar y comercializar tubos helicoidales para los sectores agua, gas y petróleo. Cuenta

con una capacidad de suministrar tuberías con un rango de 16 a 95 pulgadas de diámetro. Se firmó convenio con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente para la fabricación del acueducto en el Proyecto Sinorgas, con 732 tubos a fabricar, calidad AWWA (American Waters Works Association), 248 tubos fabricados.

- **Fábrica de Tuberías de Grandes Diámetros, Soldadura y Tuberías de Oriente (SOLTUCA):** Adquirida el 21 de octubre de 2009 con la finalidad de fabricar y comercializar tubos helicoidales para los sectores agua, gas y petróleo. Cuenta con una capacidad de suministrar tuberías con un rango de 16 a 118 pulgadas de diámetro, calidad de acero hasta API 5L X-70 y calidad AWWA, ASTM (American Society for Testing and Materials), API 5L. Durante el año 2009, su producción se destinó al Proyecto de Manejo y Disposición de Crudo Oriente de Exploración y Producción PDVSA (MADCO), con 20.800 tubos a fabricar y 2.969 tubos fabricados
- **Fábrica de Tuberías sin Costura, Tubos de Acero de Venezuela, S.A. (TAVSA):** empresa en proceso de adquisición con el objeto de fabricar y comercializar tubos sin costura con una capacidad de producción de tuberías (Tubing / Revestidor) de 60 MTM/A de 8 a 16 pulgadas de diámetro, grado N-80. Durante el año 2009, a través del Decreto No 6.792, se conformó la comisión de un comité de transición y un comité técnico para realizar el acto de transferencia del control y de las operaciones de forma exclusiva de esta empresa, e iniciar el proceso de valoración de los activos para definir el justiprecio de la compra.
- **Fábrica de Motores de Gran Capacidad:** Proyecto que comprende la ejecución de la ingeniería, procura y construcción de una fábrica para la producción de motores de combustión interna para la industria petrolera, gasífera, eléctrica, naval y otras aplicaciones de valor (grupos electrógenos), con el mayor porcentaje de Valor Agregado Nacional (VAN), asegurando la soberanía tecnológica, utilizando como combustible componentes asociados a la extracción de petróleo (gas), para tener independencia en las actividades productivas petroleras y no petroleras nacionales (industria eléctrica). Durante el año 2009, se aprobó la procura de un grupo electrógeno para impulsar el desarrollo del proyecto piloto que será instalado en la FPO y la procura de tres grupos electrógenos, con el fin de reducir los costos en los gastos asociados a la filial, por concepto de alquiler del servicio de generación eléctrica en la fase de implantación de la ICVT de PDVSA Industrial.

Insumos Básicos

- **Complejo Industrial Maderero Libertadores de América (CIMLA):** junto con CVG Productos Forestales de Oriente, C.A. (CVG-Proforca) y Desarrollos Urbanos, S.A. (Ducolsa), estará conformado por seis plantas de aserrió, una planta de tableros de fibra orientada y una red de carpinterías artesanales e industriales, al sur de los estados Monagas y Anzoátegui, para la producción de insumos orientados a la construcción de 50 mil viviendas al año. Durante el año 2009, se construyeron ocho viviendas con madera en el campo residencial Distrito Morichal, División Faja, permitiendo la generación de empleos y disponibilidad de viviendas dignas a bajo costo a nivel nacional.

- **Fábrica de Bombillos Ahorradores, VIETVEN Iluminaciones, S.A.:** constituida el 17 de noviembre de 2008, de capital mixto entre PDVSA Industrial y la empresa vietnamita Dien Quang Lamp Joint Stock Company (DQLJSC), constituida por tres plantas, una de ellas ubicada en la Península de Paraguaná, estado Falcón, con el fin de impulsar la revolución energética, garantizando la disponibilidad de bombillos ahorradores. La capacidad máxima de cada una será de 74 millones de bombillos compactos ahorradores de energía anuales. Durante el año 2009, se culminó la construcción del galpón-edificio administrativo, así como la firma de contrato de transferencia tecnológica con la empresa vietnamita, para la fabricación de bombillos compactos fluorescentes ahorradores de energía.

- **Fábrica de Envasado y Empaquetado de Alimentos, RC 2.008 Venezolana Plástica, S.A.:** el 05 de agosto de 2008, se conformó la empresa socialista de capital mixto entre PDVSA Industrial y la empresa española RC2 Ingeniería y Diseños, S.L., creada para la transformación de resinas plásticas, con una planta de envasado y empaquetado de alimentos para la fabricación e impresión de película plástica; fabricación de preformas de botellas; fabricación de tapas de botella, empaquetado de alimentos sólidos (granos y polvos); y envasado de aceite comestible, con el propósito de abastecer los centros de distribución de alimentos de PDVAL, impulsando la sustitución de importaciones y la independencia de la industria privada, con miras al logro de la soberanía tecnológica. Durante el año 2009, se inició la construcción de las terrazas en el terreno ubicado en el municipio Ospino, estado Portuguesa, con un avance de 45%, donde se edificará el complejo industrial conformado por el centro de distribución y almacenamiento de PDVAL y la planta de envasado y empaquetado de alimentos.

- **Fábrica de Galpones Bajo Tecnología Ultimate Building Machine (UBM), Plantas Móviles de Venezuela PMV, C.A.:** el 27 de febrero de 2009 se conformó la empresa socialista de



capital mixto, entre PDVSA Industrial y la empresa PLES ZRT, con una distribución accionaria de 70% y 30% respectivamente; su alcance contempla la creación de una fábrica de galpones utilizando la tecnología UBM para el montaje de infraestructuras techadas en el menor tiempo posible, sustituyendo los métodos tradicionales, para contribuir a los planes de desarrollo de las filiales PDVSA Industrial, PDVSA Servicios y PDVAL, disminuyendo los costos de alquiler y construcción de galpones. Se encuentra en la zona industrial Los Mesones, estado Anzoátegui. Durante el año 2009, se logró la construcción de dos galpones con tecnología UBM para el almacenamiento de componentes de la ICVT, logrando así un ahorro sobre la base de la ayuda mutua entre las empresas mixtas conformadas en PDVSA Industrial. Igualmente se realizó la construcción de un hangar para la Base Aérea Revolucionaria Teniente Luís Del Valle García en Barcelona, estado Anzoátegui, para el almacenamiento de aviones Sukhoi.

- **Proyecto Socio Productivo del Gas, Fábrica de Bloques, Tejas y Ladrillos:** su alcance contempla la utilización de 16 MMPCD de gas de la Empresa Mixta Petrolera Indo-Venezolana, para establecer un parque industrial con seis subproyectos o fábricas, que apalancará el nuevo modelo económico del país, fomentando el desarrollo endógeno y sustentable con visión socialista, en la zona oriental del país. Los seis subproyectos de este parque industrial comprenden fábricas de bloques, tejas, ladrillos, cauchos, perfiles y cabillas, y materia prima polisilicio. En tal sentido, se firmó el convenio de asociación y el acta constitutiva para la conformación de la Empresa Mixta Socialista de Bloques, Tejas y Ladrillos San Tomás, S.A., y el contrato de ingeniería, procura y construcción para ser desarrollado por la empresa Leirimetal LDA, enmarcado entre los acuerdos complementarios de cooperación entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Portuguesa.

- **Empresa Socialista Salinas de Araya, S.A.:** en proceso de constitución, y su alcance contempla la reactivación del Complejo Salinero en la Península de Araya y las oficinas en Cumaná, ambos en el estado Sucre. Durante el año 2009, se firmó el convenio de asociación entre PDVSA Industrial y el gobierno bolivariano del estado Sucre, para la conformación de una empresa socialista de capital mixto (60% PDVSA y 40% el gobierno bolivariano del estado Sucre), con el objetivo de impulsar el desarrollo del complejo, comunidades cercanas y contribuir efectivamente con el sector de alimentos a nivel nacional.

Sector Eléctrico



- **Planta de Ensamblaje de Módulos Solares Fotovoltaicos:** su alcance es transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el ensamblaje de módulos solares, lo cual permitirá al Programa Sembrando Luz, la electrificación de comunida-

des rurales y áreas estratégicas en los ámbitos de salud, militar, comunicación y alimentación, entre otras. Esta planta de ensamblaje tendrá una capacidad máxima de producción de 89.000 paneles al año y contribuirá al fortalecimiento de la Nación en la producción de equipos de energías limpias que no contaminan el ambiente, reforzando a la Misión Revolución Energética en articulación con las Misiones Robinson, Ribas y Sucre. En tal sentido se firmó el convenio entre PDVSA Industrial y la alcaldía del municipio Sucre del estado Mérida, con el propósito de impulsar el beneficio social, político y territorial a la región del occidente del país.

- **Fábrica de Ensamblaje de Metrocontadores Digitales de Energía Eléctrica:** su alcance comprende la construcción de una Planta de Ensamblaje de Contadores Digitales de Energía Eléctrica, con el propósito de suplir la demanda de contadores que requieren las empresas del servicio eléctrico nacional. La tecnología y transferencia tecnológica corresponden a la empresa CHINT, de la República Popular China, con asesoría de representantes de la Unión Nacional Eléctrica (UNE), de la República de Cuba. La Planta Ensambladora tendrá la capacidad para fabricar un máximo de 550.000 contadores de energía al año. Durante el año 2009, se firmó con la alcaldía del municipio General de División Pedro León Torres, estado Lara, un convenio para la realización de las obras civiles, eléctricas y mecánicas necesarias para la construcción de la planta.

En el marco energético del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, se iniciaron los proyectos de Ensamblaje de Aerogeneradores de Alta y Baja Potencia, y la Planta para la Recuperación de Transformadores de Distribución.

Automatización, Informática y Telecomunicaciones

- **Fábricas Socialistas de Software, Guardián del Alba:** comprende el desarrollo de la ingeniería, procura, formación del recurso humano, construcción y puesta en marcha de la primera fábrica socialista de software, donde se integren 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. Durante el año 2009, se llevó a cabo el movimiento de tierra y la conformación de terrazas para la construcción de la sede de la fábrica y se firmó por parte de la alcaldía del municipio Sucre, estado Mérida, así como la firma del convenio de asociación entre PDVSA Industrial y ALBET Ingeniería y Sistemas, S.A., para la constitución de la empresa socialista de capital mixto Guardián del ALBA.

b. PDVSA Servicios

Es una filial de PDVSA constituida el 27 de diciembre de 2007, a fin de garantizar a PDVSA en el sector de los hidrocarburos, 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.

Sin embargo, a lo largo de su actividad administrativa operacional, a partir del 9 de octubre de 2009, la filial se perfila como un holding, cuyo objeto comercial se transforma en el de una casa matriz que tiene como responsabilidad, la administración, control y dirección de las siguientes filiales:

- **PDVSA Operaciones Acuáticas, S.A.:** creada el 1 de julio de 2009, tiene como objeto proporcionar servicios acuáticos especializados, para satisfacer los requerimientos de traslado de personal, materiales, equipos y suministro, así como los requerimientos de tendido y mantenimiento de líneas subacuáticas, para la industria petrolera.
- **PDVSA Servicios Petroleros, S.A.:** creada el 9 de octubre de 2009, tiene como objeto la prestación de servicios de distinta índole, vinculados a las actividades de exploración, explotación y refinación 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 eléctricos, fluidos de perforación, cementación y estimulación, saneamiento ambiental, recuperación mejorada y mantenimiento mayor en paradas de planta. Esta filial, recibe todos los proyectos actuales de PDVSA Servicios, incluyendo los recursos presupuestarios y humanos que son requeridos para desarrollar su actividad.

Las acciones estratégicas de cada filial, se muestran a continuación:

- **PDVSA Operaciones Acuáticas, S.A.:** actualmente se encuentra en fase de operacionalización, y sus recursos provienen, por una parte, de la fusión entre las actividades naturalmente desarrolladas por PDVSA en ambientes lacustres y marítimos, y por otra, del proceso de nacionalización que se lleva a cabo acorde con las políticas estratégicas del Ejecutivo Nacional.

Dentro de sus objetivos estratégicos se prevé, entre otros:

- Asegurar la logística necesaria que demandan las operaciones de la industria petrolera en espacios acuáticos.
- Definir los acuerdos de servicio con las organizaciones o entidades, clientes, a fin de garantizar la prestación de los servicios, atendiendo a estándares de calidad y oportunidad.
- Determinar los mecanismos de control que garanticen la transparencia en la ejecución de las acciones realizadas.
- Proporcionar el sentido de dirección a sus organizaciones, a fin de orientarlas hacia el cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013.
- Establecer convenios con empresas proveedoras de bienes y servicios, que garanticen el suministro oportuno de materiales, equipos, herramientas y partes, necesarios para las operaciones, privilegiando el sector productivo local y nacional.
- Actualizar la documentación y certificación de todas las unidades (buques/embarcaciones) con el fin de cumplir con lo establecido en la Ley General de Marinas y Actividades Conexas.
- Garantizar eficiencia en la prestación de los servicios por medio de la mejora continua de los procesos, asegurando la satisfacción en la entrega de los requerimientos de los clientes.
- Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y ambiente, a fin de garantizar el resguardo de las personas, el ambiente y los activos.

Asimismo, en mayo del año 2009 se recuperó el control de las actividades estratégicas necesarias para la industria, en el marco de la plena soberanía petrolera; acciones respaldadas con la promulgación de la Ley que Reserva al Estado las Actividades Conexas a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial No. 39.174 de fecha 8 de mayo de 2009, considerando que:

- PDVSA asistía directamente entre 25 y 30% los servicios de operaciones acuáticas, el resto era cubierto por terceros a través de contratos de servicios.
- Las actividades de buceo, reparación, inspección, tendidos de líneas, construcción y mantenimiento de facilidades; en su totalidad eran contratadas.

- Los servicios eran soportados por un universo de 74 empresas con un aproximado de 914 equipos y 34 muelles, los cuales fueron nacionalizados; 50% de ellas sostenían contratación directa con PDVSA y el resto se manejaba bajo subcontratación.
- Como vía para garantizar el control de las operaciones petroleras en el Lago de Maracaibo, en el mes de diciembre del año 2009, se incluyó la actividad de revestimiento de tuberías lo cual implicó nacionalizar tres plantas de revestimiento.

Gestión Operativa:

Como vía para optimizar y distribuir los recursos de acuerdo a la naturaleza de los servicios asociados a la filial, se estableció el siguiente esquema operativo: el proceso Servicios de Mantenimiento y Construcción Lago atiende todas las actividades referentes a tendido y reparación de líneas, buceo, inspecciones, hincado, conexiones, plataformas y otras; Transporte de Personal, todo lo referido a los servicios de movilidad de personal a través de lanchas de pasajeros; y Suministro y Operaciones Mayores, suplente los servicios de remolque de gabarras y equipos mayores, traslado de herramientas, equipos y suministros (agua, gasoil, química, etc.).

- **PDVSA Servicios Petroleros, S.A.:** actualmente se encuentra en fase de reestructuración y operacionalización. En su cadena de valor se consideran servicios de ingeniería especializada en el área de sísmica (geofísica y geodesia), operación y mantenimiento de taladros, saneamiento ambiental, recuperación mejorada y mantenimiento mayor en paradas de plantas.

Dentro de sus objetivos estratégicos se prevé, entre otros:

- Asegurar la disponibilidad de servicios para operaciones y mantenimientos, acorde con la cadena de valor de la filial.
- Definir los acuerdos de servicio con las organizaciones o entidades, clientes, a fin de garantizar la prestación de los servicios, atendiendo a estándares de calidad y oportunidad.
- Determinar los mecanismos de control que garanticen la transparencia en la ejecución de las acciones realizadas.
- Establecer convenios con empresas proveedoras de bienes y servicios, que garanticen el suministro oportuno de materiales, equipos, herramientas y partes, necesarios para las operaciones, privilegiando el sector productivo local y nacional.



- Proporcionar el sentido de dirección a sus organizaciones, a fin de orientarlas hacia el cumplimiento de los objetivos establecidos en el plan de desarrollo económico y social de la nación.
- Garantizar eficiencia en la prestación de los servicios por medio de la mejora continua de los procesos, asegurando la satisfacción en la entrega de los requerimientos de los clientes.
- Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y ambiente, a fin de garantizar el resguardo de las personas, el ambiente y los activos.

En línea con estos objetivos, las unidades de negocio referidas a saneamiento ambiental, recuperación mejorada, y mantenimiento mayor en paradas de plantas, actualmente se encuentran en fase de definición para su estructuración y operacionalización.

Taladros provenientes de China:

Durante el año 2009, se materializó la adquisición de 13 taladros contemplados en el acuerdo firmado entre la empresa China Petroleum Technology and Development Corporation (CPTDC), filial de China National Petroleum Corporation (CNPC), y PDVSA Petróleo, de los cuales todos iniciaron sus operaciones satisfactoriamente a lo largo de la geografía del país, en las diferentes regiones operativas de la corporación (Occidente, Centro Sur y Oriente).

Equipos en Construcción

Se mantiene plan para la adquisición, ensamblaje, alistamiento y transferencia tecnológica de 35 taladros en el período 2009-2012, con la filial PDVSA Industrial. Estos equipos se negociaron a través de la empresa CNPC y están siendo ensamblados en la República Bolivariana de Venezuela.

Durante el año 2009, se obtuvieron avances significativos en el proceso de ensamblaje y certificación de los ocho equipos correspondiente a la primera fase, destacándose los taladros PDV-20 y PDV-21 (2.000 HP), destinados para las regiones centro sur y oriente, respectivamente; planificados para iniciar operaciones a partir del mes de abril del año 2010. Asimismo, otros seis entrarán en operación durante el segundo semestre del año 2010.

Plan de Adquisición de Taladros

Se mantiene el compromiso de adquisición de treinta y cinco (35) taladros en el período 2010-2013, para potenciar el parque de taladros propios, hasta alcanzar un total de ciento treinta y cuatro equipos (134) distribuidos en: cincuenta y siete (57) equipos operativos, cuarenta y dos (42) en fase de recuperación / reparación, y treinta y cinco (35) en fase de construcción.

Distribución General de Taladros

Durante la gestión 2009 se censaron y clasificaron todos los equipos (Taladros/Cabilleros) que se utilizan para cubrir los requerimientos de la Corporación y los compromisos Internacionales. Para el cierre del 2009, el inventario total de taladros cerró en 337, de los cuales 120 taladros son propios y 217 contratados. De acuerdo a la operatividad de los mismos, 208 taladros estaban en condición de operativos y 129 no operativos.

Durante el año 2009, se evidencia un incremento en el número de taladros con estatus operativos, producto de las nuevas políticas de cambios y estrategias emprendidas por las diferentes Regiones (Oriente, Occidente, y Centro Sur), para garantizar el cumplimiento de los compromisos de producción de los negocios asignados en todo el país. El número de equipos se incrementó de 155 a 208 en el 2009, en la siguiente tabla se detalla su distribución por Región.

Taladros Operativos									
Taladros Operativos	2007			2008			2009		
	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	TOTAL
Región									
Centro Sur	7	-	7	12	-	12	9	6	15
Internacional	-	-	-	2	-	2	-	2	2
Costa Afuera	-	-	-	1	-	1	2	-	2
Occidente	28	31	59	25	43	68	32	37	69
Oriente	79	10	89	92	6	98	107	13	120
TOTAL	114	41	155	132	49	181	150	58	208

Adicionalmente, durante el año 2009 continuó operando el Barco Taladro Neptune Discoverer (BND-01) en Costa Afuera, el cual ancló en costas venezolanas en el campo Dragón el día 11 de junio de 2008 e inició sus actividades el día 16 de junio del mismo año. Actualmente este barco continúa con la perforación del pozo DR5A, siendo ésta la primera experiencia que se tiene en este tipo de actividad.

Acorde con su cadena de valor, las unidades de negocios referidas a **Saneamiento Ambiental** (restauración y manejo de desechos), **Recuperación Mejorada** (Compresión e Inyección de Gas) y **Mantenimiento Mayor Paradas de Planta** (Rehabilitación de Plantas), se encuentran en fase de análisis y conformación.



A continuación se muestran las actividades y proyectos desarrollados a través de asociaciones con terceros:

• **Asociaciones con Terceros:**

Se establecen como una vía para lograr el posicionamiento tecnológico apuntalando el sector industrial con miras a aumentar la capacidad productiva asociada a la cadena de valor de cada negocio; así como también, para la transferencia de conocimiento, adiestramiento del personal venezolano para la operación de equipos, mantenimientos, fabricación, ensamblaje y diseño, impulsando la creación de empresas de capital mixto (ECM), donde la mayoría accionaria esta representando al Estado.

Al cierre del año 2009 se cuenta con el interés de un significativo número de empresas que han manifestado y sostienen su intención de asociarse, para ocho (8) proyectos en ECM Internacionales, y once (11) en ECM Nacionales.

Los nombres que destacan, entre otros, son:

- **Servicios VENRUS:** proyecto conjunto con Gazprom LatinAmerica, GPLAM, de Rusia, para el saneamiento integral de fosas y recuperación de crudo, OMT, compresión de gas, generación eléctrica, recuperación de equipos y soluciones tecnológicas rusas de servicios a pozos. Busca crear ECM para el desarrollo de proyectos de interés estratégico para PDVSA en la búsqueda de la identificación de soluciones tecnológicas rusas en el área de servicios.

El impacto territorial, social, ambiental, político y de negocio de este proyecto se resume a continuación:

- El impacto abarca las zonas petroleras ubicadas en el Oriente del país.
- Creación de 280 empleos directos y más de 2.500 indirectos.
- Saneamiento y Restauración de 14.000 fosas a nivel nacional con una recuperación estimada de 10 MMBls de DHE.
- Participación de las Comunidades en actividades de la ECM a través de la cadena de suministros.
- Fortalecimiento de lazos comerciales y culturales.
- Fomento de ciencia y tecnología al servicio del desarrollo nacional.
- Diversificación de relaciones políticas, económicas y sociales.

- **VENCANA Servicios Petroleros:** proyecto conjunto con direccional Plus, de Canadá, para perforación direccional, pruebas de pozos, registros eléctricos, guaya eléctrica y sistemas de transmisión de datos de perforación en tiempo real.

El impacto territorial, social, ambiental, político y de negocio de este proyecto se resume a continuación:



- El impacto territorial abarca las zonas petroleras ubicadas en el Oriente y Occidente del país.
- Intercambio de culturas.
- Diversificación de relaciones políticas, económicas y sociales.
- Generación de fuentes de empleos.

- **Servicios Bielo-Venezolana, S.A.:** proyecto conjunto con Belorusneft para el suministro de equipos de perforación y de apoyo logísticos para operaciones costa afuera.

El impacto territorial, social, ambiental, político y de negocio de este proyecto se resume a continuación:

- El impacto territorial abarca las zonas petroleras ubicadas en el Oriente y Occidente del país.
- Intercambio de culturas.
- Diversificación de relaciones políticas, económicas y sociales.
- Generación de fuentes de empleos.

c. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.

Durante el año 2009, la gestión de PDVSA Ingeniería y Construcción estuvo orientada, principalmente, hacia la consolidación de una estrategia empresarial que le permita a la filial concretar sus objetivos operacionales y medulares. De igual manera, se programó la ejecución de algunos de los Proyectos Mayores de Inversión incluidos en el Plan Siembra Petrolera, así como el desarrollo de diversas asesorías efectuadas para evaluar y homologar más de 40 proyectos de filiales de PDVSA, en los cuales se aplicaron metodologías de mejores prácticas en la ejecución de proyectos.

En el año 2009, la Junta Directiva de PDVSA aprobó un conjunto de acciones, entre las que se destaca la ratificación de los roles operativos de la filial PDVSA Ingeniería y Construcción, los cuales son:

- Soporte, asesoría y consultoría en la ejecución de proyectos mayores en todas sus fases.

- Gerencia de proyectos.
- Ejecución integral de proyectos con esfuerzo propio.

La ratificación de estos roles, le ha permitido a PDVSA Ingeniería y Construcción reforzar y fundamentar su estrategia de negocios, así como aumentar la eficiencia de sus procesos medulares por la efectividad de la organización; los cuales fueron ejecutados a partir del segundo semestre del año 2009, tanto a nivel nacional como internacional. De igual manera, se aprobaron otras recomendaciones solicitadas en materia de consolidación empresarial, como la implementación del programa de captación de 500 profesionales por la vía de asignación y/o transferencia interna desde los negocios y filiales de PDVSA, para ser incorporados durante el período 2009-2010 como grupos integrales de proyectos y como parte de un crecimiento previsto de la fuerza laboral propia para alcanzar en el año 2012 la cifra de 3.136 profesionales. Asimismo, se ejecutó el proyecto de adecuación de los espacios para la sede corporativa en Caracas, la ejecución de los proyectos de rehabilitación de una edificación ubicada en la ciudad de Puerto La Cruz, que pertenece al Ministerio del Poder Popular para el Turismo (MINTUR), la cual servirá como sede de la filial en el Oriente del país; así como el proyecto de adecuación de los espacios destinados para operar en Maracaibo.

Con el objetivo de asegurar el arranque de los proyectos de inversión en las fechas programadas por parte de los negocios y filiales, se creó el portafolio de servicios como gestión de servicio anual, el cual está conformado por diversos proyectos de alta relevancia y prioridad para la Nación. Asimismo, durante el año 2009, PDVSA Ingeniería y Construcción suscribió una plataforma de acuerdos de servicios técnicos con empresas de clase mundial sustentadas en una amplia experiencia y trayectoria en el desarrollo de proyectos mayores de inversión, dentro de las cuales destacan:

Acuerdos de Servicios Técnicos Firmados

	Fecha de Suscripción	Empresa	País	Alcance	Vigencia (Años)
1	13/10/08	Technip KTI	Italia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicios de Ingeniería, Procura y Construcción de Unidades de Hidrógenos, Unidades de Recobro de Azufre. 2. Preparación de paquetes de contratación. 3. Consultoría en Aseguramientos y Control de Calidad. 4. Equipos de Recepción On-Shore: Slug Catchers, Sando Collection. 	3
2	15/10/08	Linde AC	Alemania	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicios de Gerencia de Proyectos de Ingeniería y Procura. 2. Ingeniería Conceptual, Ingeniería de Detalle. 3. Diseño de procesos de refrigeración. 4. Servicios en refinerías y plantas industriales. 5. Fabricación de equipos de licuefacción. 6. Licenciante de Tecnología de Proceso de Licuefacción. 	3
3	21/10/08	SNC Lavalin International Co.	Canada	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicios de Gerencia de Proyectos de Ingeniería, Procura y Construcción. 2. Ingeniería Conceptual, Ingeniería de Detalle. 3. Servicios de Procura. 4. Diseño e Instalación de Tuberías. 5. Servicios en Refinerías y Plantas Industriales. 6. Control de Calidad. 7. Consultoría en actividades Costa Afuera. 	3
4	03/08/09	Saipem S.p.A.	Italia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicios de Gerencia de Proyectos, Gerencia de actividades de Procura y Gerencia de Construcción. 2. Consultoría especializada en actividades relacionadas con proyectos Costa Afuera: diseño de tuberías submarinas, diseño, fabricación y levantamientos de plataformas. 3. Equipos de recepción: Slugcatchers, colectores de arena. 4. Entrenamiento de personal en procesos y tecnologías relacionadas con la industria del petróleo y gas. 	3
5	08/05/06	ENPPI	Egipto	<ol style="list-style-type: none"> 1. Servicios de Gerencia de Proyectos de Ingeniería y Procura. 2. Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle. 3. Construcción. 4. Gerencia de Construcción. 5. Paquetes IPC. 	3
6	15/06/09	IFP	Francia	<ol style="list-style-type: none"> 1. Investigación fundamental o aplicada. 2. Desarrollo Científica y Tecnológico. 3. Suministro de Software Especializado en Petróleo y Suministro de materiales y equipos. 4. Entrenamiento y actividades educacionales. 5. Asistencia Técnica, estudios y servicios técnicos especializados. 6. Transferencia tecnológica. 7. Organización de conferencias, simposios y seminarios. 8. Vistas técnicas a centros de desarrollo de tecnología. 9. Entrenamiento en el trabajo. 	3



Se ha adelantado un significativo número de procesos para la contratación de 2 millones H/H provenientes de empresas consultoras nacionales. Ambas acciones le han permitido a PDVSA Ingeniería y Construcción continuar con avance significativo en la gerencia de importantes proyectos tanto a nivel nacional como internacional:

- Revisión de la ingeniería de detalle en el Proyecto Construcción de Laboratorios de la UBV.
 - Revisión de las ingenierías básica y detalle del sub-proyecto MIRAMAR para instalar una planta de almacenamiento y distribución de combustibles, como parte del Proyecto Refinería de Nicaragua El Supremo Sueño de Bolívar.
 - Continuación de las actividades previstas en los acuerdos de servicios y alcances establecidos con las filiales y negocios de los proyectos: Expansión Refinería Camilo Cienfuegos en Cuba (Gerencia del Proyecto en la Fase de Ingeniería Básica), Refinería del Pacífico en Ecuador (Gerencia del Proyecto en la Fase Conceptual), Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustibles de Petróleo Acajutla en El Salvador (Asignación de Personal en la Fase de Construcción), Plantel Benjamín Zeledón-Corinto-Nicaragua (ACCI del Proyecto en la Ingeniería Básica), Gas Natural Licuado Trenes I y II (Gerencia del Proyecto en la fase de Ingeniería Conceptual), Proyectos de Conversión Profunda en las Refinerías de Puerto La Cruz y El Palito.
 - Desarrollo de las actividades de revisión de la ingeniería conceptual, así como la elaboración del plan estratégico de ejecución para desarrollar la ingeniería básica del Proyecto Suministro de Gas al Caribe.
- En el caso de la ejecución de asesorías, durante el año 2009, PDVSA Ingeniería y Construcción desarrolló varias actividades asociadas con asistencias integrales, evaluaciones y revisiones en las fases de visualización y conceptualización de algunos de los Proyectos del Plan Siembra Petrolera, las cuales contribuyeron con la homologación, revisión y validación técnica y económica de éstos, entre las que se destacan:
- Participación en la evaluación integral del Proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión al Campo Orocuál Profundo (PIGOP) y reuniones de seguimiento para dar cumplimiento a las recomendaciones acordadas previamente.
 - Evaluación preliminar de los proyectos: V Tren de Fraccionamiento de Jose, Reemplazo de Plantas Compresoras TJ-2 y TJ-3, Proyecto de Inyección de Gas a Alta Presión III (PIGAP), Conversión Profunda RPLC, IV Tren de extracción San Joaquín, Planta Maderera de PDVSA Industrial, Adecuación del Terminal de Almacenamiento y Embarque de Jose y Proyecto SUFAZ (Suministro Falcón-Zulia).
- En materia de proyectos relacionados con la producción, transporte y procesamiento del Gas Natural proveniente del Complejo Mariscal Sucre y la Plataforma Deltana, PDVSA Ingeniería y Construcción firmó el acuerdo de servicios de consultoría, gerencia e ingeniería con EyP División Costa Afuera para el Proyecto Delta Caribe Oriental. El acuerdo prevé la contratación de empresas especializadas para el cumplimiento de las metas del referido proyecto.
- Igualmente, para el Proyecto Socialista Orinoco (PSO), se tiene previsto ejecutar un plan estratégico que permita implementar la orientación a los subproyectos que adelanta el mismo en la

fase de visualización, con el propósito adicional de diagnosticar y medir su definición como instrumento de mejores prácticas.

También PDVSA Ingeniería y Construcción participó activamente en la elaboración de los estudios integrales y asesorías requeridos para facilitar la creación de una empresa socialista de capital mixto entre PDVSA Industrial y la empresa IVECO, S.A. para la comercialización, ensamblaje y fabricación de vehículos de carga y transporte masivo alimentados con GNL como combustible preferencial.

En pleno conocimiento que la cadena de valor de PDVSA Ingeniería y Construcción incorpora el rol de la construcción de proyectos, durante el año 2009 se firmó un documento para la constitución de un Consorcio entre PDVSA Ingeniería y Construcción y la empresa Constructora Norberto Odebrecht, S.A., así como la firma de un contrato marco para los trabajos iniciales de construcción en el proyecto Conversión Profunda Refinería Puerto La Cruz.

d. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.

Alineada a las estrategias del Ejecutivo Nacional, PDVSA está desarrollando proyectos y mecanismos que incentiven el desarrollo económico, social y territorial del país, con criterio soberano, humanista y en armonía con el medio ambiente, respetando la idiosincrasia de las comunidades y orientada en la construcción de una nueva sociedad más justa e incluyente.

Bajo este enfoque, PDVSA Desarrollos Urbanos, tiene como objetivo contribuir con el desarrollo integral en materia de vivienda y hábitat, en concordancia con las líneas estratégicas del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013; así como proveer la infraestructura social no industrial y los servicios conexos requeridos para la ejecución de los proyectos contenidos en el Plan Siembra Petrolera.

Los resultados obtenidos por PDVSA durante el año 2009, en construcción de viviendas y desarrollos habitacionales, se han venido ejecutando desde los diferentes negocios y regiones de la corporación, en estrecha relación con otros institutos y ministerios del área.

NOTA: Mayor información sobre PDVSA Desarrollos Urbanos se encuentra en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de PDVSA año 2009.



VI

COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS



GARANTÍAS



Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA y algunas de sus filiales, tienen garantías para la terminación de obras relacionadas con acuerdos de deuda y financiamiento de asociaciones en proyectos, así como para la adquisición de inventarios de productos alimenticios. Las compañías, obligaciones de garantías y el año de terminación se muestran a continuación (en millones):

Obligaciones de Garantías		
Compañías	Dólares	Año de terminación
Petróleos de Venezuela, S.A.	203	2013
CITGO	6	2012
PDVSA Petróleo	93	2012



Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos; históricamente, los reclamos, producto de garantías, no han sido significativos.

Durante los años 2009 y 2008, 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 las legislaciones vigentes.

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 redujo su producción en 189 mil barriles diarios 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, en contra de Petróleos de Venezuela, S.A. y PDVSA Cerro Negro, S.A., exigiendo la indemnización por daños y perjuicios ante el supuesto incumplimiento de obligaciones contractuales asumidas bajo el Convenio de Asociación del Proyecto Cerro Negro, por parte de PDVSA Cerro Negro, y de los términos de una garantía por parte de Petróleos de Venezuela, S.A. El 19 de julio de 2008, se constituyó el Tribunal Arbitral y se firmó el Acta de Misión. La parte demandada solicitó la bifurcación del caso 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 recom-

pra 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 Petróleos de Venezuela, S.A. 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, donde rechazó la orden de congelamiento otorgada anteriormente.

Durante el año 2009, las Partes presentaron sus escritos respectivos, en los cuales esgrimieron sus argumentos. Se espera que la Audiencia Final se lleve a cabo a mediados del 2010. Al 31 de enero de 2010, 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 Estados Unidos, donde varias empresas norteamericanas demandaron a PDVSA y sus filiales domiciliadas en los Estados Unidos. El procedimiento es consolidado en la Corte del Distrito Sur en Houston-Texas y los demandantes alegan que se están violando las Leyes Anti-monopolio de los Estados Unidos, en perjuicio de los consumidores. El 1° de marzo de 2010 se llevara acabo la audiencia de apelación respecto a la desestimación del caso.

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 recurso interpuesto por PDVSA Petróleo contra actas de reparo emitidas por la Administración Tributaria, en las que se objetaba la deducibilidad del aporte efectuado, de conformidad con el Artículo N° 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH). En dicha sentencia se concluye que sólo serían susceptibles de deducción las exportaciones de "petró-

leo" 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 Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia (TSJ). Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados es 1.345 millones de dólares, para ambos años, 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 la Compañía y sus asesores legales, deben ser igualmente considerados en dicha provisión.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la provisión para litigios y otros reclamos incluye 135 millones de dólares relacionada con obligaciones tributarias de PDVSA Petróleo correspondientes a los años 1994, 1995 y 1996 por 830 millones de dólares, 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 y 13 millones de dólares, respectivamente.

La Compañía está involucrada al 31 de diciembre de 2009, en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 1.041 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 la Compañía, 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 2009 y 2008, por 2.094 y 2.125 millones de dólares, respectivamente. Si las demandas y reclamos conocidos se resolvieran de una manera adversa para la Compañía en montos mayores que los acumulados, entonces estos resultados podrían tener un efecto material adverso sobre los resultados de estas operaciones. A pesar 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 la Compañía o en los resultados de sus operaciones.



Cumplimiento con Regulaciones Ambientales

La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en la República Bolivariana de Venezuela como en el extranjero, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes. En los Estados Unidos 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 e invertirá adicionalmente 1 millón de dólares en el año 2010 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 la República Bolivariana de Venezuela, a través del cual se ejecutaron 180 millones de dólares en el año 2009, discriminados de la siguiente manera: 133 millones de dólares en proyectos de adecuación ambiental, y 47 millones de dólares para otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente 665 millones de dólares para proyectos que regulen los riesgos ambientales entre los años 2010 y 2014.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambien-

tal 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 desmantelar; 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 2009 y 2008 por 384 y 583 millones de dólares, respectivamente.

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

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

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. El nivel de producción de crudo y los desembolsos de inversión necesarios para alcanzar los niveles de producción, han sido los principales factores determinantes en los resultados financieros y operacionales.

Históricamente, los miembros de la OPEP, han entrado en acuerdos para reducir la producción de crudo. Estos acuerdos han permitido estabilizar los precios globales de crudo, bajando la oferta global 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. En noviembre de 2006 se acordó en el seno de la OPEP un recorte estratégico de 1.200 MBD, al cual se le agregaron 500 MBD más en reunión extraordinaria de diciembre de 2006. 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, en fecha 10 de septiembre de 2008 46 MBD, en fecha 24 de octubre de 2008 129 MBD y en fecha 17 de diciembre de 2008 189 MBD, entrando en vigencia este último recorte el 1° de enero de 2009.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron en promedio influenciados por una tendencia de recuperación, a pesar de los esfuerzos de la OPEP por estabilizar el mercado. En el año 2009, la cesta de exportación Venezolana se ubicó en 57,01 \$/Bl, representando una disminución de 29,48 \$/Bl con respecto al alcanzado en el año 2008. Esta disminución en los precios del petróleo se debió, fundamentalmente, al crecimiento sostenido de la demanda en los países asiáticos, acuerdo de recorte de producción de la OPEP, persistencia de las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente y África, problemas de producción en África, y a movimientos especulativos en los mercados a futuro.

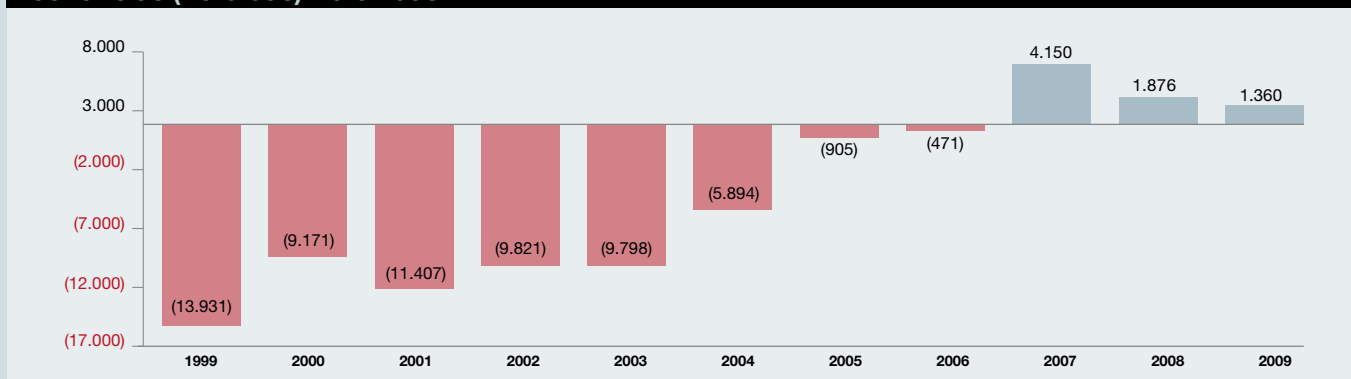
Tal como fue denunciado por el Comisario Mercantil de PDVSA, en su informe sobre la gestión del año 1999, *los estados financieros de PDVSA al cierre de 1998 reflejaban, un déficit de 14.626 millones de dólares. Los dirigentes de la Cuarta República, aliados con la gerencia meritocrática de la vieja PDVSA, tenían a nuestra principal industria en una situación de quiebra, producto de desacertadas decisiones operacionales y financieras.*

Finalmente, al cierre del ejercicio económico del año 2009, PDVSA muestra en su patrimonio un superávit en las ganancias no distribuidas de 1.360 millones de dólares, como se muestra en el siguiente cuadro:

Composición/Detalle del Patrimonio de PDVSA

MMUS\$	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Capital Social	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
Utilidades Retenidas:												
Reservas Legales y Otras	17.625	14.677	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
Ganancias (Pérdidas) Retenidas	1.360	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Utilidades Retenidas	18.985	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	7.243	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio del Accionista	65.322	63.475	53.206	50.716	47.014	41.862	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035
Intereses no Controladores	9.067	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	74.389	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035

Ganancias (Pérdidas) Retenidas



2 APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio 2009 se ubicó en 24.710 millones de dólares, inferior en 13.265 millones de dólares; es decir 54% con respecto al año 2008, que fue de 37.975 millones de dólares. La contribución incluye 6.022 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 11.575 millones de dólares por regalía en efectivo, 3.178 millones de dólares por regalía en especies, 1.710 millones de dólares por impuesto de extracción, 67 millones de dólares por impuesto de registro de exportación, 158 millones de dólares por impuesto superficial y 2.000 millones de dólares por concepto de dividendos.

a. Impuesto Sobre la Renta

La Ley de Impuesto Sobre la Renta en la República Bolivariana de Venezuela establece una tarifa de 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, estableciendo ciertas excepciones para la explotación y realización de actividades conexas sobre petróleo crudo extrapesados y gas no asociado, cuya tarifa es de 34%. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior, es de 35%.

La Ley de Impuesto Sobre la Renta establece en la República Bolivariana de Venezuela 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.

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 Faja Petrolífera del Orinoco; 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 Petróleos de Venezuela, S.A., 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 (IVA)

En la Gaceta Oficial N° 38.632, del 26 de febrero de 2007, se publicó la Ley de Reforma Parcial de la Ley sobre el IVA, la cual establece una reducción de la alícuota de 14% a 11%, desde el 1° de marzo hasta el 30 de junio de 2007, y 9% a partir del 1° de julio de 2007. En la Gaceta Oficial N° 39.147, del 26 de marzo de 2009, se publicó la Ley de Reforma Parcial de la Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2009, la cual establece un aumento de la alícuota de 9% a 12% a partir del 1° de abril de 2009.

La ley del IVA establece una exención para la comercialización de ciertos combustibles derivados de hidrocarburos, y la potestad de recuperar del Fisco Nacional ciertos créditos fiscales provenientes de las ventas de exportación.

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. En los Estados Unidos 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. En la República Bolivariana de Venezuela este impuesto lo paga PDVSA y lo reconoce como gastos de operación en los estados consolidados de resultados.

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 dispo-



ner 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, distri-

buyendo 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 (MMUS\$)

	2009	2008	2007	2006	2005
Regalía en Efectivo	11.575	22.473	17.161	17.505	11.327
Regalía en Especie	3.178	2.166	-	-	-
Impuesto de Extracción	1.710	3.111	1.659	797	-
ISLR	6.022	7.955	8.334	7.594	5.069
Dividendos	2.000	2.000	2.573	1.317	1.317
Impuesto Superficial	158	178	-	-	-
Impuesto al Registro de Exportación	67	92	49	-	-
Total	24.710	37.975	29.776	27.213	17.713

NOTA: Las cifras mostradas en este cuadro corresponden a los pagos efectivamente realizados durante los años correspondientes, los cuales difieren ligeramente a los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en periodos diferentes al del pago



3 RESULTADOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS

PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural en la República Bolivariana de Venezuela aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudos y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en la República Bolivariana de Venezuela, sino también en el Caribe, Norteamérica, Suramérica y Europa, entre otras regiones. Con base en la nueva responsabilidad social de PDVSA, establecida en los Artículos N° 302 y N° 311 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo N° 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, referidos a la participación de PDVSA en el desarrollo social e integral del país, y con la finalidad de apoyar las obras o servicios destinados a alimentos, desarrollo de infraestructura y vialidad, actividades agrícolas, de salud y educación y, a cualquier otra inversión productiva en la República Bolivariana de Venezuela, PDVSA participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional.

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

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

Los resultados financieros de PDVSA están en función de los volúmenes de exportación y de los precios de petróleo. Al suplir mezclas óptimas de crudo a clientes y a sus refinerías, PDVSA logró rentabilidad en las inversiones de capitales y utilizó 80% de su capacidad de refinación, manteniendo márgenes en los productos vendidos, bajo unas operaciones seguras y cuidando los costos operacionales. Se analizan las condiciones financieras a través de indicadores como relación deuda/activo, relación deuda/patrimonio, retorno del capital empleado, valor económico agregado y capacidad de endeudamiento.

Las principales oportunidades de PDVSA se basan en incrementar las reservas de crudo liviano y mediano, incremento del factor de recobro, continuar con el desarrollo de los proyectos de crudo 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 está 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 gas natural licuado.

Los grandes retos de la gerencia de PDVSA en el mediano plazo se dirigen hacia el mantenimiento óptimo de los reservorios de 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.

Factores de Riesgo

El negocio de crudo y productos refinados es altamente volátil. El riesgo primario de este negocio es la inestabilidad de los precios. Otro riesgo principal es el 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 radicalmente los costos del negocio; por lo tanto PDVSA, monitorea constantemente las tendencias que pudieran afectar el negocio en el cual opera.

PDVSA mitiga el riesgo operacional a través del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA) y 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 la finalidad de mitigar el riesgo de crédito, los equivalentes de efectivo están representados por instrumentos de alta calidad que son colocados en diversas instituciones. Asimismo, 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 una estimación para cuentas de cobro dudoso.

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 al vencimiento de dichas obligaciones, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o, arriesgar la reputación de la Corporación.

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.

a. Resumen Consolidado de Información Financiera

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2009	2008	2007	2006	2005
Operaciones Continuas:					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones y en el exterior, netas	70.636	122.488	93.820	96.764	81.105
En Venezuela	2.646	2.804	2.357	2.233	1.408
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.714	1.072	65	255	402
	<u>74.996</u>	<u>126.364</u>	<u>96.242</u>	<u>99.252</u>	<u>82.915</u>
Compras, neta de variación de inventario:					
Petróleo crudo y sus productos,	25.932	44.600	28.137	38.778	32.001
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.262	693	-	-	-
Gastos de operación	16.435	17.285	14.958	14.779	14.034
Gastos de exploración	247	375	154	100	118
Depreciación y amortización	5.794	5.220	4.018	3.640	3.191
Gastos de venta, administración y generales	4.985	4.982	2.702	2.184	1.667
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13.360	23.462	21.981	18.435	13.318
Aporte y contribuciones para el desarrollo social:					
Aportes para el desarrollo social	2.937	2.326	7.341	13.784	6.909
Contribuciones al FONDEN	577	12.407	6.761	-	-
(Ingresos) gastos financieros:					
Ingresos financieros	(5.873)	(1.580)	(566)	(397)	(308)
Gastos financieros	835	1.780	1.067	1.319	989
Participación patrimonial en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	140	(153)	732	1.120	1.074
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	407	2.250	(127)	(281)	(52)
	<u>67.038</u>	<u>112.649</u>	<u>86.517</u>	<u>92.029</u>	<u>72.941</u>
Ganancia antes del impuesto sobre la renta	7.958	13.715	9.725	7.223	9.974
Impuesto sobre la renta	3.330	4.281	5.017	4.031	5.793
Ganancia neta de operaciones continuas	4.628	9.434	4.708	3.192	4.181
Operaciones descontinuadas:					
(Pérdida) Ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(234)	57	101	20	154
Ganancia neta	<u>4.394</u>	<u>9.491</u>	<u>4.809</u>	<u>3.212</u>	<u>4.335</u>
Otros resultados integrales:					
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	104	(78)	-	-	-
	<u>4.498</u>	<u>9.413</u>	<u>4.809</u>	<u>3.212</u>	<u>4.335</u>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	2.920	7.529	3.907	2.754	4.321
Intereses no controladores	1.474	1.962	902	458	14
Ganancia neta	<u>4.394</u>	<u>9.491</u>	<u>4.809</u>	<u>3.212</u>	<u>4.335</u>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	3.024	7.451	3.907	2.754	4.321
Intereses no controladores	1.474	1.962	902	458	14
Total ganancia integral del año	<u>4.498</u>	<u>9.413</u>	<u>4.809</u>	<u>3.212</u>	<u>4.335</u>

Véanse los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 con el Informe de los Contadores Públicos Independientes en el Anexo X que se acompaña.

Estados Consolidados de Situación Financiera

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	31 de diciembre de				
	2009	2008	2007	2006	2005
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	83.457	73.010	52.436	42.503	35.959
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.649	1.773	1.743	1.928	2.978
Otros activos no corrientes	15.751	16.625	13.828	13.065	12.563
Total activo no corriente	100.857	91.408	68.007	57.496	51.500
Inventarios	8.502	8.678	8.470	7.003	5.621
Documentos y cuentas por cobrar	14.311	10.810	11.225	9.546	7.978
Efectivo restringido	415	347	1.555	441	1.925
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.981	4.483	3.325	2.282	1.800
Otros activos corrientes	18.535	16.106	14.312	3.761	1.541
Total activo corriente	48.744	40.424	38.887	23.033	18.865
Total activo	149.601	131.832	106.894	80.529	70.365
Patrimonio					
Patrimonio (1)	74.389	71.513	56.062	53.103	47.095
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	18.489	13.418	13.634	2.262	2.704
Otros pasivos no corrientes	14.683	12.515	6.722	6.009	5.447
Total pasivo no corriente	33.172	25.933	20.356	8.271	8.151
Deuda financiera	2.930	1.677	2.977	652	729
Cuentas por pagar a proveedores	7.016	7.556	3.111	6.379	4.993
Impuesto sobre la renta por pagar	2.545	2.047	3.048	2.487	4.305
Otros pasivos corrientes	29.549	23.106	21.340	9.637	5.092
Total pasivo corriente	42.040	34.386	30.476	19.155	15.119
Total pasivo	75.212	60.319	50.832	27.426	23.270
Total patrimonio y pasivo	149.601	131.832	106.894	80.529	70.365
Relación Deuda/Patrimonio					
Total deuda	21.419	15.095	16.611	2.914	3.433
Deuda/Patrimonio (2)	29%	21%	30%	5%	7%

(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 2009 y 2008 con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

Estado Consolidados de Movimiento del efectivo

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2009	2008	2007	2006	2005
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales:					
Ganancia neta	4.394	9.491	6.273	5.452	6.483
Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -					
Depreciación y amortización	5.794	5.220	4.018	3.640	3.334
Deterioro (reverso) del valor de los activos	96	369	10	(93)	20
Costo de obligaciones por retiro de activos	116	69	53	195	32
Impuesto sobre la renta diferido	(2.494)	(3.082)	(1.587)	(724)	(878)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-retiro	2.756	3.806	2.899	1.455	1.010
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	(3.807)	-	-	-	-
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	140	(156)	(733)	(1.120)	(1.177)
Pérdida (ganancia) de operaciones descontinuadas	234	(57)	-	-	-
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	(8)	(8)	(666)	-	-
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes	467	516	446	822	-
Aumento (disminución) en la estimación para cuentas de cobro dudoso	258	244	43	(12)	-
Aumento de la estimación para inventarios obsoletos y valor neto de realización	81	1.540	14	-	-
Aumento en las provisiones	437	1.783	2.926	2.120	927
Cambios en activos operacionales -					
Documentos y cuentas por cobrar	(2.731)	(2.096)	(1.703)	(3.956)	(3.644)
Inventarios	(157)	(1.172)	(1.650)	(1.562)	(1.084)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(1.670)	(1.170)	(5.690)	(2.212)	(292)
Créditos fiscales por recuperar	(1.271)	(1.450)	(1.340)	(313)	(1.282)
Cambios en pasivos operacionales -					
Cuentas por pagar a proveedores	(540)	4.345	(3.248)	1.659	680
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	7.020	658	7.628	1.265	2.544
Provisiones	(190)	(95)	(1.237)	(529)	(590)
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	(1.030)	(1.051)	(2.006)	(611)	(488)
Total ajustes	3.501	7.215	(2.464)	(1.408)	(888)
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales	7.895	16.706	3.809	4.044	5.595
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(15.333)	(18.413)	(12.852)	(7.193)	(3.938)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(14)	(315)	-	-	-
Disminución (aumento) del efectivo restringido	56	1.178	(929)	2.534	(1.155)
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	(138)	-	-	-	-
Dividendos recibidos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	59	369	635	1.236	1.123
Adquisición de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	-	(1.087)	-	-
Otras variaciones en activos	63	(224)	290	103	31
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(15.313)	(15.848)	(13.187)	(1.748)	(3.939)
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	11.754	3.938	15.527	-	879
Pagos de la deuda financiera	(1.393)	(5.710)	(2.069)	(497)	(1.166)
Fondos recibidos del Accionista	2.000	5.000	-	-	-
Dividendos pagados al Accionista	(2.000)	(2.000)	(2.658)	(1.317)	(1.317)
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	503	25	-	-	-
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	(421)	(344)	-	-	-
Dividendos pagados a los inversionistas no controladores	(527)	(609)	(379)	-	-
Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de financiamiento	9.916	300	10.421	(1.814)	(1.604)
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	2.498	1.158	1.043	482	52
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	4.483	3.325	2.282	1.800	1.748
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	6.981	4.483	3.325	2.282	1.800

Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores en el año 2009

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Año terminado el 31 de diciembre de 2009				Año terminado el 31 de diciembre de 2008
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
Operaciones continuas:					
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
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.524	190	-	1.714	1.072
	57.462	43.329	(25.795)	74.996	126.364
Compras, neta de variación de inventario:					
Petróleo Crudo y sus productos	11.279	40.249	(25.596)	25.932	44.600
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	1.083	179	-	1.262	693
Gastos de operación	14.100	2.354	(19)	16.435	17.285
Gastos de exploración	247	-	-	247	375
Depreciación y amortización	5.227	567	-	5.794	5.220
Gastos de ventas, administración y generales	4.405	580	-	4.985	4.982
Regalías, impuestos de extracción y otros impuestos	13.360	-	-	13.360	23.462
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:					
Aportes para el desarrollo social	2.937	-	-	2.937	2.326
Contribuciones al FONDEN	577	-	-	577	12.407
(Ingresos) gastos financieros:					
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)	191	-	140	(153)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(998)
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	-
Otros egresos (ingresos), neto	583	(195)	19	407	2.250
	48.720	43.914	(25.596)	67.038	112.649
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	8.742	(585)	(199)	7.958	13.715
Impuesto sobre la renta	3.445	(152)	37	3.330	4.281
Ganancia neta de operaciones continuas	5.297	(433)	(236)	4.628	9.434
Operaciones descontinuadas:					
(Pérdida) ganancia en operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(234)	-	-	(234)	57
Ganancia neta	5.063	(433)	(236)	4.394	9.491
Otros resultados integrales:					
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	-	104	-	104	(78)
Total ganancia integral	5.063	(329)	(236)	4.498	9.413
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía	3.439	(283)	(236)	2.920	7.529
Intereses no controladores	1.624	(150)	-	1.474	1.962
Ganancia neta	5.063	(433)	(236)	4.394	9.491
Ganancia integral atribuible a:					
Accionista de la Compañía	3.439	(179)	(236)	3.024	7.451
Intereses no controladores	1.624	(150)	-	1.474	1.962
Total ganancia integral del año	5.063	(329)	(236)	4.498	9.413

(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 2009 y 2008 con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

Estado de Resultados Integrales Consolidados por Sectores en el año 2008

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Año terminado el 31 de diciembre de 2008			
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado
Operaciones continuas:				
Ventas de petróleo crudo y sus productos:				
Exportaciones y en el exterior, netas	89.057	58.669	(25.238)	122.488
En Venezuela	3.553	7.905	(8.654)	2.804
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.072	-	-	1.072
	93.682	66.574	(33.892)	126.364
Compras, neta de variación de inventario:				
Petróleo Crudo y sus productos	15.806	61.923	(33.129)	44.600
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	693	-	-	693
Gastos de operación	13.568	3.888	(171)	17.285
Gastos de exploración	375	-	-	375
Depreciación y amortización	4.728	492	-	5.220
Gastos de ventas, administración y generales	4.525	457	-	4.982
Regalías, impuestos de extracción y otros impuestos	23.462	-	-	23.462
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:				
Aportes para el desarrollo social	2.326	-	-	2.326
Contribuciones al FONDEN	12.407	-	-	12.407
(Ingresos) gastos financieros:				
Ingresos financieros	(1.310)	(185)	(85)	(1.580)
Gastos financieros	1.711	153	(84)	1.780
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(30)	(123)	-	(153)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	(998)	-	(998)
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-
Otros egresos (ingresos), neto	2.934	(974)	290	2.250
	81.195	64.633	(33.179)	112.649
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	12.487	1.941	(713)	13.715
Impuesto sobre la renta	3.488	1.674	(881)	4.281
Ganancia neta de operaciones continuas	8.999	267	168	9.434
Operaciones descontinuadas:				
(Pérdida) ganancia en operaciones descontinuadas, neta de impuesto	73	-	(16)	57
Ganancia neta	9.072	267	152	9.491
Otros resultados integrales:				
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	-	(78)	-	(78)
Total ganancia integral	9.072	189	152	9.413
Ganancia neta atribuible a:				
Accionista de la Compañía	7.111	266	152	7.529
Intereses no controladores	1.961	1	-	1.962
Ganancia neta	9.072	267	152	9.491
Ganancia integral atribuible a:				
Accionista de la Compañía	7.111	188	152	7.451
Intereses no controladores	1.961	1	-	1.962
Total ganancia integral del año	9.072	189	152	9.413

(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 2009 y 2008 con el Informe de los Contadores Públicos Independientes.

Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores en el año 2009

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	31 de diciembre de 2009			Total Consolidado	31 de diciembre de 2008
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)		
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	77.310	6.147	-	83.457	73.010
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.323	25	301	1.649	1.773
Otros activos no corrientes	25.696	2.209	(12.154)	15.751	16.625
Total activo no corriente	104.329	8.381	(11.853)	100.857	91.408
Inventarios	5.382	3.550	(430)	8.502	8.678
Documentos y cuentas por cobrar	13.413	4.375	(3.477)	14.311	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	4.057	(2.914)	18.535	16.106
Total activo corriente	41.847	14.019	(7.122)	48.744	40.424
Total activo	146.176	22.400	(18.975)	149.601	131.832
Patrimonio					
Patrimonio	72.574	5.946	(4.131)	74.389	71.513
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	16.561	1.928	-	18.489	13.418
Otros pasivos no corrientes	12.906	8.316	(6.539)	14.683	12.515
Total pasivo no corriente	29.467	10.244	(6.539)	33.172	25.933
Deuda financiera	2.277	653	-	2.930	1.677
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	31.794	1.880	(4.125)	29.549	23.106
Total pasivo corriente	44.135	6.210	(8.305)	42.040	34.386
Total pasivo	73.602	16.454	(14.844)	75.212	60.319
Total patrimonio y pasivo	146.176	22.400	(18.975)	149.601	131.832

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

Estados de Situación Financiera Consolidados por Sectores en el año 2008

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	31 de diciembre de 2008			
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado
Activo				
Propiedades, plantas y equipos, neto	67.944	5.066	-	73.010
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.773	-	-	1.773
Otros activos no corrientes	21.044	2.789	(7.208)	16.625
Total activo no corriente	90.761	7.855	(7.208)	91.408
Inventarios	6.264	3.144	(730)	8.678
Documentos y cuentas por cobrar	8.666	4.523	(2.379)	10.810
Efectivo restringido	291	56	-	347
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.659	1.824	-	4.483
Otros activos corrientes	13.609	3.493	(996)	16.106
Total activo corriente	31.489	13.040	(4.105)	40.424
Total activo	122.250	20.895	(11.313)	131.832
Patrimonio				
Patrimonio	66.110	6.557	(1.154)	71.513
Pasivo				
Deuda financiera, neto de porción corriente	10.701	2.169	548	13.418
Otros pasivos no corrientes	11.482	6.610	(5.577)	12.515
Total pasivo no corriente	22.183	8.779	(5.029)	25.933
Deuda financiera	1.593	68	16	1.677
Cuentas por pagar a proveedores	7.013	3.491	(2.948)	7.556
Impuesto sobre la renta por pagar	1.900	147	-	2.047
Otros pasivos corrientes	23.451	1.853	(2.198)	23.106
Total pasivo corriente	33.957	5.559	(5.130)	34.386
Total pasivo	56.140	14.338	(10.159)	60.319
Total patrimonio y pasivo	122.250	20.895	(11.313)	131.832

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

b. Producción

Producción Crudo

La producción total Nación promedio para el año 2009 fue de 3.012 MBD a nivel Nación, lo cual representa una disminución de 248 MBD con respecto a la producción del promedio de 3.260 MBD mantenida durante el año 2008; esta disminución se debió fundamentalmente, al cumplimiento de la cuota reducción de la producción correspondiente a la República Bolivariana de Venezuela, acordada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) entre septiembre y diciembre del año 2008.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2009 de los líquidos del gas natural (LGN), fue de 158 MBD, 4 MBD por debajo de la producción promedio de 2008, que fue de 162 MBD.

Exportaciones

Durante el año 2009, las exportaciones de crudos y productos alcanzaron 2.682 MBD, lo que representa una disminución de 215 MBD con respecto al año 2008, en el que se exportaron 2.897 MBD, como consecuencia, principalmente, de la reducción de los niveles de producción de crudo para adecuarse a los compromisos de recorte acordados en la OPEP.

Precios

Durante el año 2009, el precio promedio de exportación de la cesta venezolana experimentó un descenso de 29,48 US\$/BI, al pasar de 86,49 US\$/BI en el año 2008 a 57,01 US\$/BI en 2009.

Ingresos Operacionales

Durante el año 2009, los ingresos operacionales fueron 74.996 millones de dólares, reflejando una disminución de 51.368 millones de dólares (41%) en relación con los ingresos del año 2008, que fueron de 126.364 millones de dólares, debido, principalmente, al efecto de la disminución de los precios en el mercado internacional del petróleo; así como al cumplimiento de los recortes de producción acordados en la OPEP.

Ventas Mercado Local

Las ventas en la República Bolivariana de Venezuela se redujeron en 158 millones de dólares (6%), pasando de 2.804 millones de dólares a 2.646 millones de dólares, debido principalmente a la disminución de los precios de gas metano en el mercado local los cuales disminuyeron de 9,43 US\$/BI a 7,03 US\$/BI para los periodos de doce meses terminados el 31 de diciembre de 2008 y 2009, respectivamente,.

Ventas de Productos Alimenticios, de Consumo Masivo y Otros

Las ventas de productos alimenticios, de consumo masivo y otros se incrementaron en 642 millones de dólares (60%) pasando de 1.072 millones de dólares a 1.714 millones de dólares, motivado a la expansión de las operaciones de la filial PDVAL y del grupo Lácteos los Andes, ambos negocios iniciaron sus operaciones durante el primer trimestre del año 2008.

c. Costos y Gastos

Compras de Crudo y Productos, netas de variación de inventarios

La disminución en las compras de crudo y productos refinados fue de 18.668 millones de dólares, lo que representa 42%, pasando de 44.600 millones de dólares en el año 2008 a 25.932 millones de dólares en el año 2009, debido a la disminución significativa que tuvieron los precios en el mercado internacional.

Gastos de Operación

Los gastos de operación para 2009 cerraron con un saldo de 16.435 millones de dólares, mientras que para el año 2008 se ubicó en 17.285 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 850 millones de dólares. En cuanto a los costos del sector nacional, los mismos se redujeron en 173 millones de dólares pasando de 14.170 millones de dólares en el año 2008 a 13.997 millones de dólares en el año 2009. Entre las causas de esta disminución, se encuentra la absorción durante el año 2009, de las actividades conexas a la industria petrolera, lo cual significó una reducción de los costos asociados al pago de los servicios prestados por terceros; la optimización de los procesos de compra de materiales; y una disminución en los costos de honorarios profesionales en virtud de la contratación directa los trabajadores de las empresas expropiadas. En cuanto a los

gastos de refinación del sector internacional se observa una disminución de 677 millones de dólares pasando de 3.115 millones de dólares en el 2008 a 2.438 millones de dólares en el 2009, debido principalmente a la disminución de los costos de refinación de CITGO, originado por la caída de la demanda de productos refinados en el mercado internacional.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración se ubicaron en 247 millones de dólares en el año 2009, 128 millones de dólares menos que el año 2008 (375 millones de dólares) lo que representa una disminución de 34% debido principalmente a mayor transferencia de pozos secos a gastos de exploración durante el año 2008.

Gasto de Depreciación y Amortización

El gasto de depreciación y amortización para el año 2009 se ubicó en 5.794 millones de dólares, 574 millones de dólares por encima del al gasto del año 2008 (5.220 millones de dólares) lo cual se corresponde, básicamente, en el sector nacional a la ejecución del plan de inversiones de PDVSA, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera.

(Ingresos) Gastos Financieros

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, la Compañía emitió bonos de deuda financiera denominados en dólares por un monto nominal de 6.261 millones de dólares. Debido a las circunstancias propias del mercado financiero venezolano, principalmente por la posibilidad que tiene el comprador de esos bonos de adquirir divisas a través de operaciones de intercambio con dichos instrumentos, el monto ofertado y pagado en bolívares por los compradores de estos bonos superó de manera importante su valor nominal. En estas transacciones financieras, PDVSA recibió 10.068 millones de dólares.

Otros egresos, neto

Para el año 2009, los otros egresos se ubicaron en 407 millones de dólares, lo cual representa una disminución de 1.843 millones de dólares, con respecto al período anterior. Esta disminución se originó, principalmente, por una reducción del gasto relacionado con la provisión para contingencias legales.

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 2009, se ubicó en 140 millones de dólares de pérdida, lo que representó una disminución de 293 millones de dólares con respecto al año 2008 de 153 millones de dólares de ganancia debido, principalmente, a una disminución de la ganancia neta en la Refinería Chalmette, Merey 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

El gasto social se ubicó en 3.514 millones de dólares, una disminución de 11.219 millones de dólares con respecto a la cifra del año 2008 de 14.733 millones de dólares (ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009).

d. Activo

Al 31 de diciembre de 2009, los activos totales alcanzaron un saldo de 149.601 millones de dólares, lo que representa un incremento de 17.769 millones de dólares (13%) con respecto al 31 de diciembre de 2008, fecha que se ubicaban en 131.832 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

Propiedades, Plantas y Equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 10.447 millones de dólares (14%) principalmente, en el sector nacional, por la ejecución del plan de inversiones, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera, destinado a 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 la Corporación.



e. Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2009, el patrimonio presentó un saldo de 74.389 millones de dólares, mostrando un incremento de 2.876 millones de dólares (4%) con respecto al 31 de diciembre de 2008 que presentó un saldo de 71.513 millones de dólares. Este incremento se originó, principalmente por: el aumento de las utilidades no distribuidas; por 2.920 millones de dólares producto de la ganancia neta del año y por el aporte adicional del accionista de 2.000 millones de dólares, el cual fue recibido de la sociedad anónima Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN) para apoyar el financiamiento de actividades no petroleras realizadas por la PDVSA durante el año 2009.

En junio de 2009, la Asamblea de Accionista de PDVSA, de conformidad con el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico, aprobó la cesión y transferencia de las acciones de las entidades del sector eléctrico a CORPOELEC, disminuyendo el de esta manera el monto reconocido previamente como Aporte Adicional del Accionista por 1.196 millones de dólares.

Asimismo, PDVSA decretó y pagó un dividendo a favor de la República Bolivariana de Venezuela, como único accionista, por 2.000 millones de dólares, de acuerdo con el acta de la Primera Asamblea Ordinaria de Accionistas del año 2009.

f. Pasivo

Al 31 de diciembre de 2009, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 75.212 millones de dólares, lo que representa un incremento de 14.893 millones de dólares (25%) con respecto al 31 de diciembre de 2008, fecha en que se ubicaban en 60.319 millones de dólares. Las variaciones se originan básicamente en el sector nacional debido, principalmente, a los siguientes rubros:

Otros Pasivos corrientes y no Corrientes

Los otros pasivos corrientes y no corrientes presentaron un incremento de 8.611 millones de dólares (24%) al pasar de 35.621 millones de dólares en el año 2008 a 44.232 millones de dólares en el año 2009, debido básicamente a:

Anticipo convenios de suministro: Durante el año 2009, la compañía suscribió diversos contratos de suministro a precios de venta equivalentes al valor de mercado, a través de los cuales se recibieron anticipos de 3.513 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2009 se ha cumplido con el suministro establecido, quedando un saldo de anticipo de 2.063 millones de dólares.

Acumulaciones contratistas: Al 31 de diciembre de 2009, la acumulación contratistas presentó un incremento neto de 1.428 millones de dólares, correspondiente al registro de obligaciones con los contratistas para el cierre del ejercicio económico 2009.

Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro:

Al 31 de diciembre de 2009 presentaron un incremento de 1.723 millones de dólares, con respecto al 31 de diciembre de 2008. La fuerza laboral propia alcanzó un total de 91.949 y 78.739 trabajadores, mientras que la fuerza laboral contratista fue de 10.801 y 19.374 trabajadores al 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2008, respectivamente. Este incremento se debe principalmente a la incorporación de trabajadores en situación de tercerizados, en el marco del cumplimiento de la Ley Orgánica que Reserva al Estado los Bienes y Servicios Conexos a las actividades Primarias de los Hidrocarburos promulgada durante el mes de Mayo del 2009.

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 2009, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 7.895 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 4.394 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 4.070 millones de dólares

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2009, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 15.313 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 2009, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 9.916 millones de dólares originados fundamentalmente por un aumento en la deuda financiera de 11.754 millones de dólares y disminuciones por pagos de deuda financiera consolidada.

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 2009 entraron en vigencia las siguientes normas e interpretaciones:

- NIC 1 revisada Presentación de Estados Financieros (septiembre de 2007), la cual introduce un estado de resultados integrales que incluye la utilidad o pérdida del ejercicio y los otros resultados integrales, constituidos por partidas de ingresos y gastos que anteriormente no eran reconocidos en los resultados del ejercicio por requerimientos de otras normas. Igualmente, sugiere cambiar la denominación de Balance General por Estado de Situación Financiera. Como resultado de esta adopción, PDVSA presenta en los estados consolidados de movimiento de las cuentas de patrimonio todos los cambios producidos por causa de las operaciones con el Accionista, mientras que los ingresos y gastos que anteriormente eran reconocidos en el patrimonio son presentados en los estados consolidados de resultados integrales; y ha modificado la denominación de sus estados financieros.
- NIC 27 revisada Estados Financieros Consolidados y Separados (enero de 2008), la cual requiere contabilizar, en el patrimonio, los cambios en la participación del propietario en una filial que no resulte en una pérdida del control. En el caso que una entidad pierda el control en una filial, y ésta desincorpore los activos, pasivos y los componentes del patrimonio relacionados de la filial, cualquier ganancia o pérdida es reconocida en el estado de resultados integrales consolidado. Las inversiones mantenidas en la filial se miden a su valor razonable hasta la fecha en que el control cesa. La adopción de esta norma requirió cambiar la denominación Intereses Minoritarios por Intereses no Controladores.
- Enmienda a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones la cual requiere mayores revelaciones sobre la medición del valor razonable y el riesgo de liquidez.
- NIIF 8 Segmento de Operación, la cual introduce el “enfoque de la administración” para la información financiera por segmentos y requiere la revelación de segmentos de operación con base en los reportes internos revisados periódicamente por los ejecutivos o diferentes comités encargados de la toma de decisiones operativas de la compañía para evaluar cada información del segmento.

Las siguientes otras normas e interpretaciones, entraron en vigencia durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, pero no son relevantes actualmente para la Compañía:

- Enmienda a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y a la NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación, emitida por el IASB en febrero de 2008.
- Enmienda a la NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera y a la NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados, emitida por el IASB en mayo de 2008.
- Enmienda a la NIIF 2 Pagos Basados en Acciones, emitida por el IASB en enero de 2008.
- Interpretación N° 15 (CINIIF 15) Acuerdo para Construcción de Inmuebles, emitida por el IASB en julio de 2008.

j. Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales aún no están vigentes para el año terminado el 31 de diciembre de 2009, y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Las más importantes para PDVSA son las siguientes:

- En noviembre de 2009, la IASB emitió la NIIF 9 Instrumentos Financieros, la cual introduce nuevos requerimientos para la clasificación y medición de los activos financieros, basado en si estos corresponden a instrumentos de deuda o de patrimonio, y en la aplicación de las pruebas del modelo de negocios y de las características de los flujos de efectivo contractuales. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2013.
- En noviembre de 2009, la IASB emitió la interpretación N° 19 (CINIIF 19) Extinción de Pasivos Financieros con Instrumentos de Patrimonio, la cual aclara la contabilización de los instrumentos de patrimonio emitidos con el fin de extinguir todo o parte de un pasivo financiero. Esta interpretación estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de julio de 2010.
- Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, la IASB emitió enmiendas a las siguientes normas e interpretaciones: NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las Normas Internacionales de Información Financiera; NIIF 2 Pagos Basados en Acciones,

NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones; NIC 24 Revelaciones de Partes Relacionadas; NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación; NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición; CINIIF 9 Nueva Evaluación de Derivados Implícitos y CINIIF 14 – NIC 19 El Límite sobre un Activo por Beneficio Definido, Requerimientos Mínimos de Fondos y la Interacción entre Éstos. Estas enmiendas estarán en vigencia para ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2010.

- En abril de 2009, la IASB publicó el proyecto anual de mejoras a las NIIF, introduciendo una serie de enmiendas a varias normas e interpretaciones actuales, que no están vigentes para el año terminado el 31 de diciembre de 2009. Las más importantes para PDVSA son: NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Descontinuadas; NIIF 8 Segmentos de Operación; NIC 1 Presentación de Estados Financieros; NIC 7 Estados de Flujo de Efectivo; NIC 17 Arrendamientos; NIC 18 Ingresos; NIC 36 Deterioro del Valor de los Activos; NIC 38 Activos Intangibles; NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición; CINIIF 8 Nueva Evaluación de Derivados Implícitos y CINIIF 16 Coberturas de la Inversión Neta en un Negocio en el Extranjero.

La Compañía completó el análisis de estas enmiendas y determinó que no tendrán efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

VIII GLOSARIO DE TÉRMINOS

PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales
PDVSA Petróleo	PDVSA Petróleo, S.A.
CVP	Corporación Venezolana de Petróleo, S.A.
PDVSA Gas	PDVSA Gas, S.A.
PDV Marina	PDV Marina, S.A.
Palmaven	Palmaven, S.A.
Interven Venezuela	Interven, S.A.
Deltaven	Deltaven, S.A.
PDVSA América	PDVSA América, S.A.
Bariven	Bariven, S.A.
Intevep	Intevep, S.A.
COMMERCHAMP	COMMERCHAMP, S.A.
PDVSA Agrícola	PDVSA Agrícola, S.A.
PDVSA Industrial	PDVSA Industrial, S.A.
PDVSA Servicios	PDVSA Servicios, S.A.
PDVSA Gas Comunal	PDVSA Gas Comunal, S.A.
PDVSA Ingeniería y Construcción	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
PDVSA Naval	PDVSA Naval, S.A.
PDVSA Desarrollos Urbanos	PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.
EDC	C. A. La Electricidad de Caracas
SENECA	Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C. A.
ELEVAL	C.A. Electricidad de Valencia
CALIFE	C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello
Corpoelec	Corporación Eléctrica Nacional, S.A.
BITOR	Bitúmenes del Orinoco, S.A.
Commercit	Commercit, S.A.
PDVSA VI	PDVSA Virgin Island, Inc.
SINOVENSA	Orifuels Sinoven, S.A.
PDVAL	Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL), S.A.
PDVSA Cuba	PDVSA Cuba, S.A.
PDV Cupet	PDV Cupet, S.A.
PDV Andina	PDV Andina, S.A.
PDVSA Bolivia	PDVSA Bolivia, S.A.
PDVSA Colombia	PDVSA Colombia, S.A.
PDVSA Ecuador	PDVSA Ecuador, S.A.
PDV Sur	PDV Sur, S.A.
PDVSA Argentina	PDVSA Argentina, S.A.
PDVSA Uruguay	PDVSA Uruguay, S.A.
PDV Caribe	PDV Caribe, S.A.
Lagoven	Lagoven, S.A.
Maraven	Maraven, S.A.
Corpoven	Corpoven, S.A.
Vengas	Vengas, S.A.
Tropigas	Tropigas, S.A.C.A.
Petropiar	Petropiar, S.A.
Petrocedeño	Petrocedeño, S.A.
Petromonagas	Petromonagas, S.A.
Petrolera Sinovensa	Petrolera Sinovensa, S.A.
Petrolera Bielovenezolana	Petrolera Bielovenezolana, S.A.
Petrolera Indovenezolana	Petrolera Indovenezolana, S.A.
Petrozumano	Petrozumano, S.A.
Petrozuata	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.

Sincor	Sincrudos de Oriente, S.A.
Cerro Negro	Petrolera Cerro Negro, S.A.
Hamaca	Petrolera Hamaca, C.A.
Petrolera Paria	Petrolera Paria, S.A.
Petrolera Güiria	Petrolera Güiria, S.A.
Petrosucre	Petrosucre, S.A.
Veneziran Oil Company	Veneziran Oil Company, S.A.
ALBANAVE	ALBANAVE, S.A.
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
POMR	Proyecto Orinoco Magna Reserva
PSO	Proyecto Socialista Orinoco
PDVSA	Petróleos de Venezuela, S.A.
PIW	Petroleum Intelligence Weekly
PSP	Plan Siembra Petrolera
PYME's	Pequeñas y Medianas Empresas
RRHH	Recursos Humanos
SAMARN	Servicios Ambientales del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales
SASA	Servicio Autónomo de Sanidad Agropecuaria
SAVES	Servicio Autónomo de Vialidad del estado Sucre
SENIAT	Servicio Nacional Integrado de Administración Aduanera y Tributaria
SSGE	Sistema Socialista de Gestión Ética
SUNAI	Superintendencia Nacional de Auditoría Interna
TELESUR	La Nueva Televisión del Sur
TRANSBARCA	Sistema de Transporte Masivo de Barquisimeto
TROLMERIDA	Instituto Autónomo de Transporte Masivo de Mérida

IX NOMENCLATURA

°API	Gravedad API
B	Barriles
Bs.F	Bolívares fuertes
Bs.F/Lt	Bolívares fuertes por litro
BD	Barriles diarios
Bls	Barriles
BPC	Billones de pies cúbicos
Bpce	Barriles equivalentes de crudo
Bpced	Barriles equivalentes de crudo diarios
Bpd	Barriles de petróleo diarios
Bpe	Barriles de petróleo equivalentes
Btu	Unidades térmicas británicas
Btu/pc	Btu por pie cúbico
Dólares	Dólares estadounidenses
EE/SS	Estaciones de Servicio
FEED	Front-End Engineering Desing (Diseño de la Ingeniería Conceptual)
GLP	Gas licuado de petróleo
GOES	Gas original en sitio
ISLR	Impuesto sobre la renta
IVA	Impuesto al valor agregado
LGN	Líquidos del gas natural
LPC	Libras por pulgada cuadrada
Lts.	Litros
Lts/día	Litros días
Lts/Seg	Litros segundos
MB	Miles barriles
MBD	Miles barriles diarios
MMB	Millones de barriles
MMBD	Millones de barriles diarios
MBDpe	Miles de barriles diarios de petróleo equivalente. El factor de conversión es de 5,8 PC/Bl.
MMBlS	Millones de barriles
MMMBIs	Miles de millones de barriles
MMBsF	Millones de bolívares fuertes
MBPCE	Miles de barriles de crudo equivalentes
MMBpce	Millones de barriles de crudo equivalentes
MBpced	Miles de barriles equivalentes de crudo diarios
MMBpced	Millones de barriles equivalentes de crudo diarios
MMLts	Millones de litros
MPC	Miles de pies cúbicos
MMPC	Millones de pies cúbicos
MPCD	Miles de pies cúbicos diarios
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MPCN	Miles de pies cúbicos normales
MMPCN	Millones de pies cúbicos normales
MMMPCN	Miles de millones de pies cúbicos normales
MMPCGD	Millones de Pies cúbicos de gas diario
MMPC/BlS	Millones de pies cúbicos por barriles
MBtu	Miles de unidades térmicas británicas
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
Mt	Metros

Mt2	Metros cuadrados
MTM	Miles de toneladas métricas
MTM/A	Miles de toneladas métricas por año
MMT/A	Millones de toneladas métricas por año
MMUS\$	Millones de dólares estadounidenses
MMKW	Millones de Kilo watt
MW	Mega watt
MWh	Mega watt hora
MW/p	Mega watt por paneles
OCTG	Oil Country Tubular Goods
PC	Pies cúbicos
PC/B	Pies cúbicos por barril
PCD	Pies cúbicos diarios
PCN	Pies cúbicos normales
PCGD	Pies cúbicos de gas diario
Pen	Porcentaje de penetración
POES	Petróleo original en sitio
p/p	masa de soluto/masa de solución
Und	Unidades
US\$	Dólares estadounidenses
US\$/B	Dólares estadounidenses por barril
US\$/L	Dólares estadounidenses por litro
UT	Unidades Tributarias
K	Kilos
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
Km2	Kilómetros cuadrados
KW	Kilo watt
KWh	Kilo watt hora
in	Pulgadas
Ha	Hectáreas
H/H	Horas/Hombre
Hp	Horse power
T	Toneladas
TA	Toneladas año
TD	Toneladas diarias
TM	Toneladas métricas
TM/A	Toneladas métricas año
W	Watt
Wh	Watts hora
Ra/Rc	Reacondicionamiento/Recompletación
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional

