



Gobierno **Bolivariano**
de Venezuela

Ministerio del Poder Popular
para la **Energía y Petróleo**



PDVSA



Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales

Propiedad de la República Bolivariana de Venezuela

INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2009

**La Nueva PDVSA
con Visión Soberana, Popular y Revolucionaria**

Mensaje del Presidente de PDVSA	6
I. Visión General del Negocio	14
1. Historia y Desarrollo	14
2. Fortalezas que soportan la Industria Petrolera	16
3. Descripción del Negocio	17
a. Actividades	17
b. Desarrollo Social	19
c. Convenios de Cooperación Energética	19
d. Nuevos Negocios	20
4. Estructura Organizacional	21
5. Descripción de las Principales Filiales	22
a. PDVSA Petróleo, S.A.	22
b. Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)	22
c. PDVSA Gas, S.A.	22
d. PDV Marina, S.A.	23
e. Palmaven, S.A.	23
f. Deltaven, S.A.	23
g. PDVSA América, S.A.	23
h. Bariven, S.A.	24
i. INTEVEP, S.A.	24
j. Refinería Isla, S.A.	24
k. COMMERCHAMP, S.A.	24
l. PDVSA Agrícola, S.A.	24
m. Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL)	25
n. PDVSA Industrial, S.A.	25
o. PDVSA Servicios, S.A.	25
p. PDVSA Gas Comunal, S.A.	25
q. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.	26
r. PDVSA Naval, S.A.	26
s. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.	26
t. Grupo Lácteos Los Andes	26
u. Compañías del Sector Eléctrico	27
v. Filiales y Afiliadas Internacionales	27
6. Gobierno Corporativo	28
a. Asamblea de Accionistas	28
b. Junta Directiva	28
c. Comité Ejecutivo	36
d. Comité de Auditoría	36
e. Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas (CDO EPYGAS)	37
f. Comité de Operaciones de Refinación	37
g. Comité de Planificación y Finanzas	38
h. Comité de Recursos Humanos	38
i. Comité Operativo de Desarrollo Social	38
j. Comité de Volumetría	38
k. Comité Operativo para el Sector no Petrolero	39
l. Comité Operativo de Automatización, Informática y Telecomunicaciones	39

m.	Control Interno	39
7.	Recursos Humanos.....	41
II.	Plan Estratégico.....	42
1.	Plan Estratégico.....	42
2.	Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos	43
a.	Crecimiento Distrito Norte-Oriente.....	44
b.	Crecimiento de los Distritos Morichal, San Tomé y Cabrutica	44
c.	Nuevos Desarrollos en la Faja Petrolífera del Orinoco	44
d.	Proyecto Gas Delta Caribe Oriental	45
e.	Complejo Criogénico de Occidente (CCO).....	46
f.	Proyecto Gas Anaco (PGA).....	47
g.	Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA).....	48
h.	Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)	48
i.	Jose 250.....	48
j.	Proyecto Mariscal Sucre	49
k.	Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)	49
l.	Gasificación Nacional	50
m.	Plataforma Deltana	50
n.	Proyecto Autogas.....	51
o.	Proyecto Rafael Urdaneta.....	52
p.	Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz	52
q.	Conversión Profunda en la Refinería El Palito	52
r.	Fraccionamiento Craqueo Catalítico (FCC) del CRP	53
s.	Construcción de Nuevas Refinerías en la República Bolivariana de Venezuela	53
III.	Principales Actividades.....	55
1.	Exploración y Producción	55
a.	Reservas	55
b.	Exploración	60
c.	Producción	63
d.	Asociaciones con Terceros.....	67
e.	Proyecto Orinoco Magna Reserva.....	92
2.	Gas.....	100
a.	Producción de Gas Natural.....	102
b.	Producción y Venta de Líquidos de Gas Natural (LGN).....	102
c.	Infraestructura de Transporte	103
d.	Compresión de Gas	103
e.	Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte.....	104
f.	Jose 250 – IV Tren de Extracción San Joaquín	104
	PDVSA Gas Comunal.....	104
3.	Refinación	106
a.	Capacidad de Refinación.....	106
b.	Refinación Nacional	109
c.	Refinación Internacional	112
4.	Comercio y Suministro	123

a.	Exportaciones	123
b.	Mercado Interno.....	129
c.	Proyecto Autogas.....	136
5.	Transporte, Buques y Tanqueros	138
a.	Suministro y Logística.....	139
b.	PDV Marina.....	139
c.	PDVSA Naval.....	140
6.	Investigación y Desarrollo	144
7.	Seguridad Industrial (SI).....	148
8.	Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO)	148
9.	Desarrollo Social.....	148
10.	PDVSA La Estancia	150
IV.	Convenios de Cooperación Energética	151
a.	PETROAMÉRICA	151
b.	ACUERDOS DE SUMINISTRO	161
V.	Nuevos Negocios	165
1.	Empresas de Propiedad Social.....	165
2.	Empresas del Sector Alimentos.....	169
A.	PDVSA Agrícola, S.A.....	169
B.	Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL).....	173
C.	Grupo Lácteos Los Andes	174
3.	Otras Filiales.....	175
VI.	Compromisos y Contingencias	191
VII.	Análisis Operacional y Financiero	196
1.	Resumen Ejecutivo.....	196
2.	Aportes Fiscales Pagados a la Nación.....	197
a.	Impuesto Sobre la Renta	198
b.	Regalía.....	198
c.	Impuesto de Extracción	199
d.	Impuesto de Registro de Exportación.....	199
e.	Impuesto Superficial	199
f.	Impuesto al Valor Agregado (IVA).....	199
g.	Impuesto de Consumo General	200
h.	Dividendos	200
3.	Resultados Operacionales y Financieros.....	201

a.	Resumen Consolidado de Información Financiera.....	204
b.	Producción	211
c.	Costos y Gastos.....	212
d.	Activo	214
e.	Patrimonio	214
f.	Pasivo	215
g.	Flujo de Caja.....	216
h.	Preparación y Presentación de Estados Financieros.....	216
i.	Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente	217
j.	Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados	218
VIII. Glosario de Términos		220
IX. Nomenclatura		222
X. Anexo		225

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 hegemonía 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 aprovechamiento de los inmensos recursos que ofrece la Faja Petrolífera del Orinoco para ampliar nuestra participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable. En este sentido, se contempla la producción de 2,6 millones de barriles diarios para el año 2021, a través del desarrollo de 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 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 Zulia) 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

I. Visión General del Negocio

1. 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.

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

¹ En lo sucesivo, La República

² En lo sucesivo, Estado

³ En lo sucesivo, MENPET

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:

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	Km2
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	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 agrícolas, producción y distribución de alimentos, salud, educación, y cualquier otra inversión productiva en la República Bolivariana de Venezuela. PDVSA ejecuta sus proyectos sociales por medio de fideicomisos, misiones y programas sociales; asimismo, contribuye con aportes creados por Ley para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

c. Convenios de Cooperación Energética

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:

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.

⁵ Ver Capítulo III Plan Estratégico.

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, traducándose 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 exploración 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 sustentable 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 Merey 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 MMBIs.

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 supervisorias 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.

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.

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).

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 postgrados 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 Salias", en Fuerte tiuna, Caracas. En abril de 2004, fue nombrado Director de Armamento de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana (DARFA) en el Ministerio del Poder Popular para la Defensa. Actualmente, se desempeña como presidente de la Compañía Anónima Venezolana de Industrias Militares (CAVIM) desde julio de 2008. El 4 de septiembre de 2008, es designado miembro de la Junta Directiva de PDVSA como Director Externo.

c. Comité Ejecutivo

El Comité Ejecutivo es el órgano administrativo de gobierno inmediatamente inferior a la Junta Directiva y está compuesto por el Presidente de la Junta Directiva, los Vicepresidentes de dicha Junta y el Director de enlace de Finanzas.

Este Comité posee las mismas atribuciones y competencias de la Junta Directiva, según Resolución de la Junta Directiva N° 2008-20 de fecha 12 de septiembre de 2008, salvo en lo relativo a la aprobación del presupuesto, informe de gestión y cualquier otra decisión vinculada al endeudamiento de la Corporación, las cuales deben ser ratificadas para que surtan efectos legales, por la Junta Directiva.

d. Comité de Auditoría

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

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

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

En este sentido, el Sistema de Control Interno de PDVSA, está conformado por entes y organizaciones validadoras y evaluadoras internas (Auditoría Interna Corporativa, Auditoría Fiscal, Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas y la Gerencia Corporativa de Normas, Procedimientos, Control Interno y Calidad de Procesos adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas) y externas (MENPET, Comisario Mercantil, Auditores Externos y Contraloría General de la República). Internamente está constituido por un conjunto de políticas, normas y procedimientos, formalmente 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 incluyen 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, que se acompaña.

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:

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.

II. 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), Petroliam 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, esterilizadores 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, Guarío 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 millones 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 Bolívar 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 (Km²)
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 Róbaló, Merluza, Liza y Sierra, con el fin de producir 1.000 MMPCD de gas, que serán destinados al mercado interno y el excedente, para oportunidades de negocio internacional. Adicionalmente, este proyecto contempla el desarrollo de infraestructura para la producción de gas costa afuera, las tuberías necesarias para el transporte del gas y los condensados, una planta de licuación de gas y las facilidades de embarque necesarias para manejar buques modernos de LGN.

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 productos 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.

III. 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 comercial de petróleo en la República Bolivariana de Venezuela está concentrada en las cuencas Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental-Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; Barinas-

Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure) que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la Oriental que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre (la FPO pertenece a la cuenca Oriental); y la de Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que abarca el Norte del estado Sucre, el estado Nueva Esparta y las aguas territoriales ubicadas al frente de las costas orientales venezolanas. La producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2009, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.352 MMBIs, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.386 MMBIs; en la cuenca Oriental es de 20.102 MMBIs; 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
	(MMBIs 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 MMBIs, reservas probadas desarrolladas por 4.749 MMBIs, 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/BIs.

(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 (MMBIs)	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 Furrrial	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 MMBIs. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20,0 MMBIs Maracaibo-Falcón; 1,6 MMBIs Barinas-Apure; 189,5 MMBIs Oriental y, 75 MMBIs Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 170,3 MMBIs de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 1,7 MMBIs y a crudo extrapesado 168,6 MMBIs. La FPO pertenece a la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela.

Durante el año 2009, se destaca la incorporación de 39.949 MMBIs de reservas probadas, de los cuales 23 MMBIs fueron por descubrimientos y 39.926 MMBIs 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 MMBIs; en el año 2007, 13.198 MMBIs; en el año 2006, 8.504 MMBIs y en el año 2005, 623 MMBIs.

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 MMBBIs de los 235 MMBBIs planificados hasta el año 2010.

Reservas de Gas Natural

La Republica 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 4^{to} 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 MMMPC 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 MMBIs de crudo y 74.979 MMMPC de gas. El total de expectativas de los proyectos nacionales fue de 8.347 MMBIs 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 MMBIs 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 MMBIs. 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 MMBIs de crudo y 75,4 MMMPC de gas (yacimientos: OFIJ2 PAG009, OFII3S 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 MMBIs 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 destacar 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 NIVEL NACIONAL

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

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} 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 1^{ra}, 2^{da} y 3^{ra} Ronda no eran compatibles con los sistemas contables de PDVSA. Si bien en PDVSA existe una clasificación de costos 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 evaluaran 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:

Campos	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	Fecha Decreto de Transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País
Mene Grande Quiriquire	Petroquiriquire, S.A.	21/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	REPSOL (1)	España
Caracoles Intercampo N.	Petrolera Sino-Venezolana, S.A.	28/11/2006	29/01/2007	75,00	25,00	CNPC (2)	China
Falcón Este Falcón Oeste	Petrocumarebo, S.A.	24/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	VGO (3)	Venezuela
Ambrosio Pedernales	Petowarao, S.A.	09/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	PERENCO (4)	Francia
Cabimas	Petrocabimas, S.A.	02/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	SEPCA (5)	Venezuela
Kaki	Petrolera Kaki, S.A.	28/11/2006	29/01/2007	60,00	40,00	INEMAKA (6)	Venezuela
Casma-Anaco	Petrocuragua, S.A.	18/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	OPEN (7)	Venezuela
Colón	Baripetrol, S.A.	09/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Tecpetrol (8)	Argentina
Onado	Petronado, S.A.	15/09/2006	24/11/2006	60,00	40,00	CGC (9)	Argentina
Oritupano-Leona	Petroritupano, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	PETROBRAS (10)	Brasil
La Concepción	Petrowayu, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Acema	Petroven-Bras, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Mata	Petrokarina, S.A.	31/08/2006	24/11/2006	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Boscán	Petroboscán, S.A.	11/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Chevron (11)	EE.UU.
LL-652	Petroindependiente, S.A.	11/08/2006	29/09/2006	74,80	25,20	Chevron (12)	EE.UU.
Monagas Sur	Petrodelta, S.A.	03/10/2007	23/10/2007	60,00	40,00	Harvest V. (13)	EE.UU.
Guárico Oriental	Petroguárico, S.A.	25/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Teikoku (14)	Japón
DZO	Petroperijá, S.A.	21/09/2006	24/11/2006	60,00	40,00	BP (15)	Reino Unido
Boquerón	Boquerón, S.A.	11/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	BP	Reino Unido
B-2X 70/80	Lagopetrol, S.A.	05/12/2007	11/01/2007	69,00	31,00	Hocol (16)	Francia
Urdaneta Oeste	Petroregional del Lago, S.A.	10/08/2006	29/09/2006	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 Boscán 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 desembolsos, 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. ◀ Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización. ◀ Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y, el pueblo venezolano. ◀ Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía. ◀ Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional. ◀ Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero. ◀ No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional. ◀ En los Convenios de 1^{ra.} y 2^{da.} Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP. ◀ Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo. 		<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. ◀ 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%. ◀ Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano. ◀ Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa. ◀ Se establece la autoridad de los tribunales nacionales. ◀ Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos. ◀ Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera. ◀ La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del MENPET. ◀ 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:

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.

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:

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	0	221	221
CONTRIBUCIÓN ESPECIAL	1.188	10	(1.179)
APORTE FISCAL (MMUS\$)	1.273	328	(944)

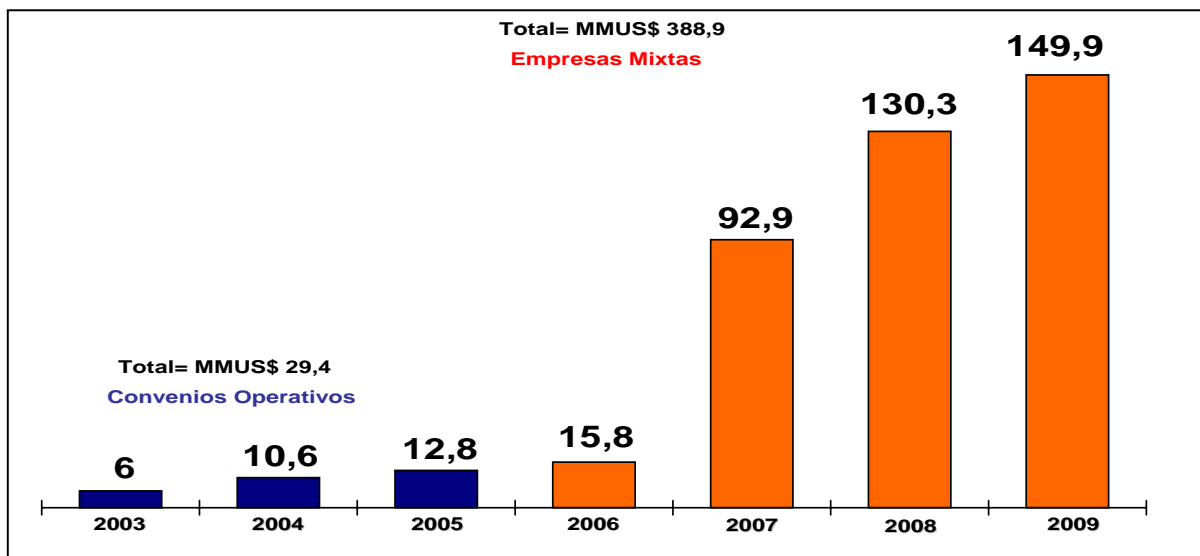
Participación de las Empresas Mixtas en el Desarrollo Social

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 Comunas, 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



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).

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.

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 Veba Oil & Gas Cerro Negro GmbH (filial de BP p.l.c.) con una participación accionaria de 83,33% y 16,67%, respectivamente.

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:

- 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 BieloVenezolana, 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 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 movibles, 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 Paria Este, Golfo de Paria Oeste y Golfo de Paria Central, respectivamente. En la actualidad, estas empresas conforman las denominadas Empresas Mixtas Costa Afuera, junto con la empresa mixta Petrowarao, S.A., 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:

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) StatoilHydro (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 PARIÁ, 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 GÚIRIA, 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 Veba 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

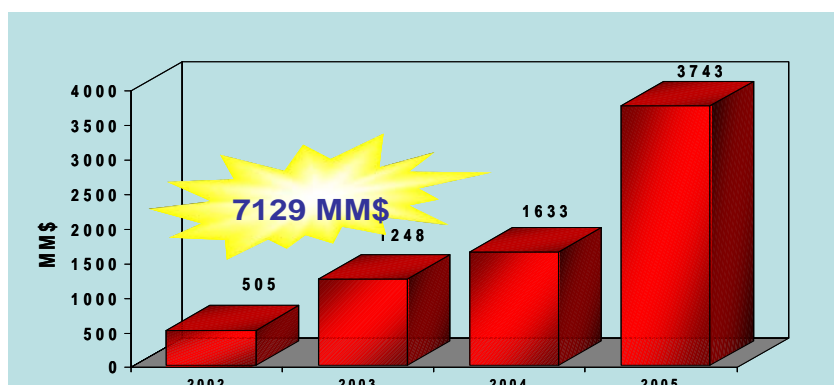
extrapesado, obtenido por esfuerzo propio de PDVSA. Adicionalmente, Petromonagas, S.A. mejoró en sus instalaciones un total de 91 MBD crudo, de los cuales 46 MBD corresponden a la Empresa Mixta Petrolera Sinovensa, S.A. y al esfuerzo propio de PDVSA, mientras que su producción propia se ubicó durante 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 asociaciones 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:

SIMULACIÓN EX-ASOCIACIONES ESTRATEGICAS	2008	2009	TOTAL ACUMULADO
Regalía (MM\$)	1.863	1.058	2.921
Regalía Adicional (MM\$)	NA	NA	NA
Impuesto de Extracción (MM\$)	1.863	1.058	2.921
Contribución al Desarrollo Endógeno (MM\$) (*)	NA	NA	NA
Contribución Especial Precios Extraordinarios(MM\$) (**)	1.417	9	1.427
Impuesto Ciencia y Tecnología (MM\$)	NA	90	90
Impuesto sobre la Renta (MM\$)	1.068	451	1.519
Contribución Antidrogas (MM\$) (*)	21	9	29
Impuesto Sombra (MM\$) (***)	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 (MM\$)	3.394	1.901	5.294
Regalía Adicional (MM\$)	NA	NA	NA
Impuesto de Extracción (MM\$)	333	212	545
Contribución al Desarrollo Endógeno (MM\$) (*)	29	39	68
Contribución Especial Precios Extraordinarios(MM\$) (**)	1.417	9	1.427
Impuesto Ciencia y Tecnología (MM\$)	229	90	319
Impuesto sobre la Renta (MM\$)	1.441	1.012	2.454
Contribución Antidrogas (MM\$) (*)	14	24	38
Impuesto Sombra (MM\$) (***)	-	-	-
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,

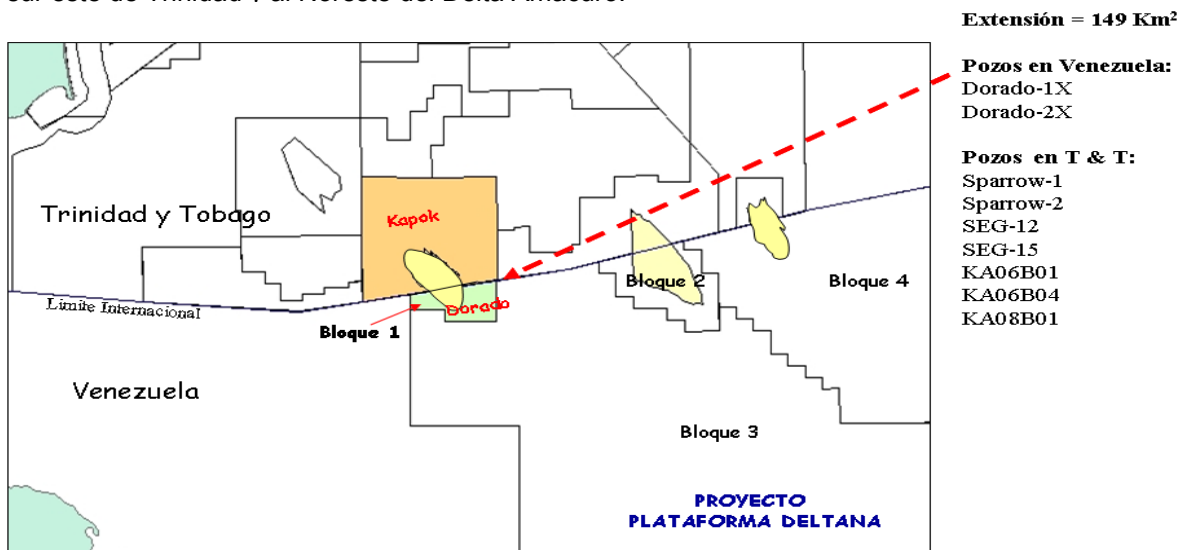
manteniendo igualmente los niveles de calidad, sin perder la orientación de su actividad medular que es producir crudo extrapesado, mejorarlo y comercializarlo en los mercados internacionales, brindando al Estado mayores beneficios por la actividad petrolera.

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.



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, estimando 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 millardos 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 500Km (lineales); asimismo, se llevó a cabo el levantamiento sísmico marino 3D de 400Km². 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 / Vinccler, 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 hidrocarbúrferos.

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; AOFD =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 delineación 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 Memorándum 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 Paria, en dos fases. El objetivo inicial es suplir el mercado doméstico con los campos Río Caribe y Mejillones, así como la exportación del mismo como GNL, si existiesen excedentes. Las

mencionadas áreas poseen unas reservas de 14,3 BPC. En este proyecto se prevé una inversión de 8,35 millardos de dólares.

En el proyecto se desarrollarán 4 campos de gas no asociado y líquidos condensados, ubicados en el norte de Paria (Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe), para producir hasta 1.200 MMPCD y 18 MBD de condensado, los cuales serán utilizados para suplir 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 $\frac{3}{4}$ 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 (GDGO), 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 embarque para la exportación de 9,4 MTPA de GNL, obtenido a partir del gas natural (1.500 MMPCED) proveniente de las áreas de producción de la región oriental (Plataforma Deltana Bloque 2-Lorán, 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 I



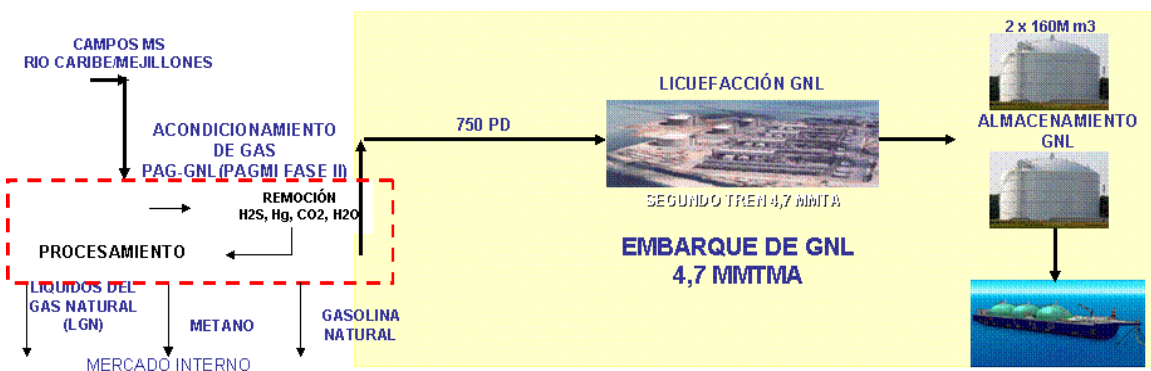
Proyecto GNL II (2do Tren + Gasoducto Mejillones-Río Caribe hasta CIGMA)

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 Paria 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 hidrocarbúferas que superficialmente se extienden unos 12.000 Km². Contiene acumulaciones de crudo pesado y extrapesado 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.

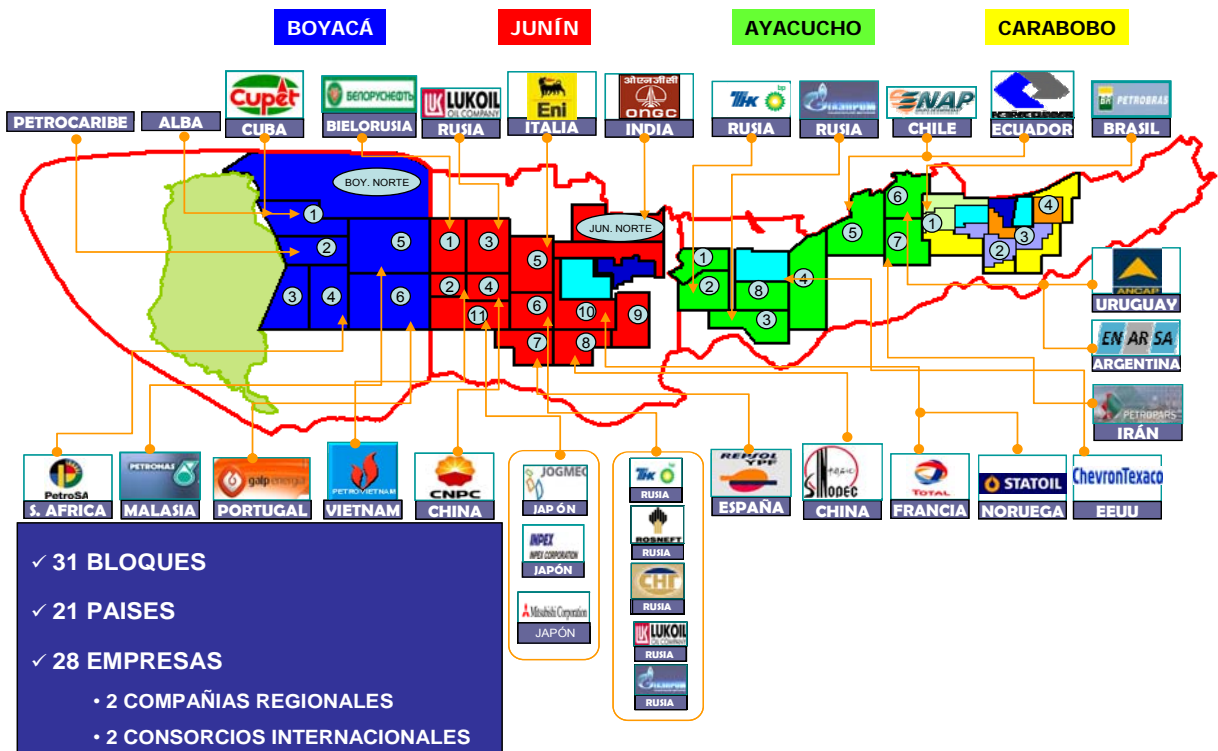
La FPO posee un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.360 MMBBls; sus reservas recuperables estimadas, basadas en un factor de recobro total de 20%, están en el orden de 272 MMBBls, de los cuales se tenían oficializados 37 MMBBls en el año 2005, quedando por oficializar 235 MMBBls, meta en la cual se 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 ejecución de proyectos de inyección de vapor que requerirán grandes sumas de gas para su generación.

Para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la FPO en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas, a su vez, en 31 bloques (excluyendo el área asignada a las empresas Petrocedefo, 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.

Visión Geopolítica POMR



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	Petrosa (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: Petroliam Nasional Berhad Oil Company., SGPS, S.A. (2) Galp Energía: Galp Energía, (3) Petrosa: 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: StatoilHydro 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:

PERFORACIÓN EJECUTADA AL CIERRE DEL 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	0	0	14	100%	0	0%
AYACUCHO	49	1	15	16	9	41	84%	8	16%
JUNÍN	66	3	25	21	11	60	91%	6	9%
BOYACÁ	39	0	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 MMBIs 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 MMBIs 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 MMBIs. Actualmente, se espera por confirmación de SINOPEC sobre su decisión de firmar o no un Memorandum 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 MMBIs 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 Memorandum de Entendimiento, para constituir la Empresa Mixta.
- El 4 de abril de 2009, se suscribió un Memorandum 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 producción 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 comercializadores 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 (Quirquire 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 mercado 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 86MBD 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 vehículos 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.

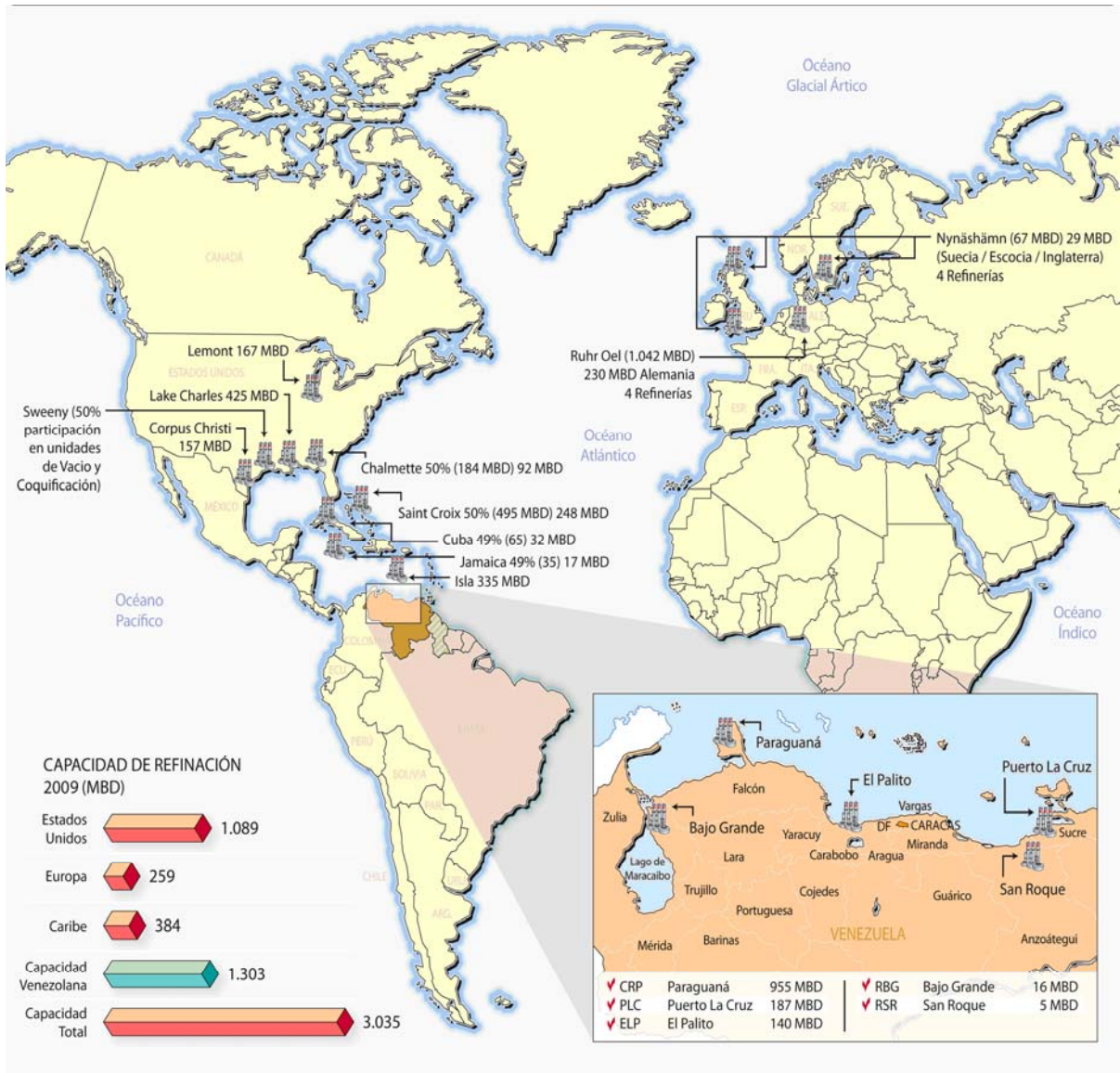
a. Capacidad de Refinación

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.

OPERACIONES DE REFINACIÓN DE PDVSA

Al 31 de diciembre de 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 ⁽⁶⁾	19	240	45
Neustadt, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	ROG ⁽⁶⁾	12	312	37
Nynäshamn, Suecia	Nynas ⁽⁷⁾	50	29	15
Göthenburg, Suecia	Nynas ⁽⁷⁾	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynas ⁽⁷⁾	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynas ⁽⁷⁾	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, hidrotratamiento 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 mechurrios, 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 refinerías Lake Charles, en Louisiana; Corpus Christi, en Texas; y Lemont, en Illinois. La Refinería Lake Charles, con una capacidad de refinación de 425 MBD es uno de los complejos de refinación más grandes de Estados Unidos, situado en la zona del Golfo de México ocupando una zona de más de 800 Hectáreas, este complejo agrupa además de la refinería, una planta de aceites básicos y manufactura de parafinas. La Refinería Corpus Christi, también ubicada en la costa del Golfo de México, se compone de dos plantas, las cuales consolidan en conjunto una capacidad de refinación aproximada de 157 MBD, y la Refinería Lemont, ubicada estratégicamente en la región norte del medio oeste Norteamericano, con una capacidad de refinación de 167 MBD, procesa principalmente crudo canadiense y otros crudos pesados disponibles en la región. En conjunto, la capacidad de refinación de CITGO es de 749 MBD.

Durante el año 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 mas 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 NOX (Óxidos de Nitrógeno NO₂ y NO₃) en 3 calderas y reducción de NOX 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 Alquilar, 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 paradas 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 MMUS\$ 68, 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 difirió el proyecto de parada del Bloque FCC para el año 2010.

Caribe

Refinería Isla

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

La Refinería Isla tiene una capacidad nominal de 335 MBD, procesa crudos venezolanos livianos y pesados para la producción de naftas, gasolinas, destilados, jet, residual, bases lubricantes

nafténicas y parafínicas, y asfalto. Los productos obtenidos se suministran principalmente al Caribe y Centroamérica, mientras que una pequeña parte se entrega a Curazao. Adicionalmente envía y recibe algunas corrientes de intercambio con las refinerías venezolanas. La refinería cuenta con un complejo de lubricantes, que permite la elaboración de bases parafínicas y nafténicas.

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 hidrosulfuradora existente, convirtiéndola en una unidad de hidrocraqueo 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 mechurrio, 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 desarrollar un polo energético en la República de Cuba mediante el aumento de la capacidad de refinación para la obtención de productos terminados de alta calidad, utilizando esquemas de conversión profunda y 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 fué 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 refinerías 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 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 integración energética con los países de Suramérica, Centroamérica y el Caribe.
- Honrar los acuerdos gubernamentales a nivel internacional suscritos para suministro, intercambio y obtención de financiamientos.

Durante el año 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	-	-	-
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 MbIs), 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 21,0 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 Combustiveis 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 Combustiveis e Lubrificantes, PDV Guatemala y PDV Ecuador; esta última, comenzó la comercialización de combustibles en septiembre del año 2009.

FONDO PESADO CHINO

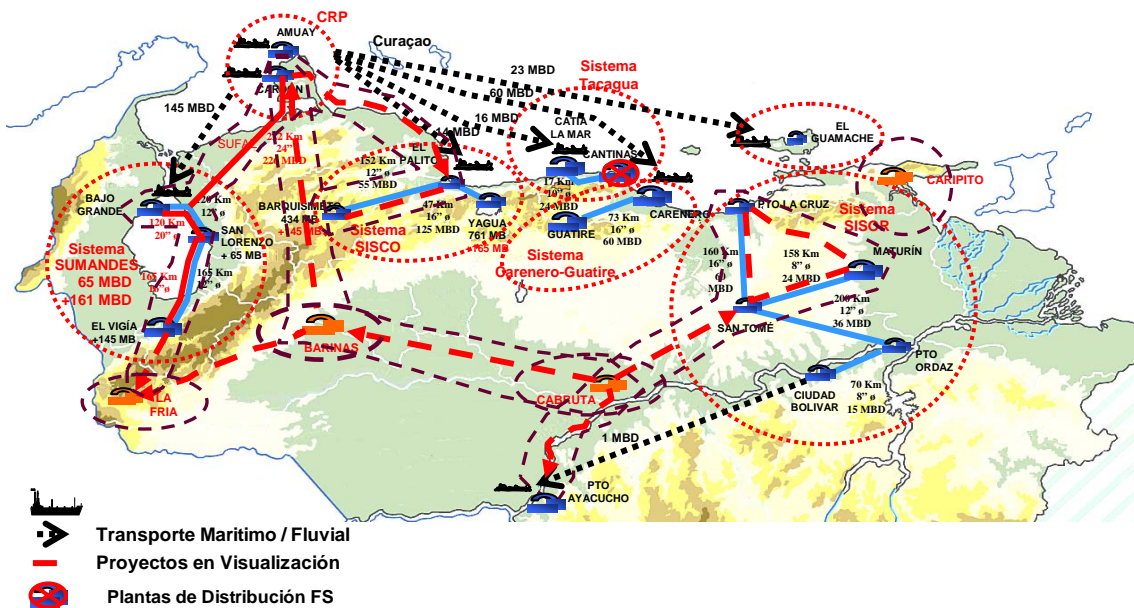
Durante el año 2009, en el marco de los convenios de cooperación con la República Popular China, se realizó la expansión del fondo pesado chino por un monto de 6.000 millones de dólares, de los cuales 4.000 millones de dólares fueron aportados por el Banco de Desarrollo Chino y 2.000 millones de dólares por el Banderas, 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 Banderas), 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, previéndose 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).

Esquema de Distribución de Combustible en el Mercado Local



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, Güiria 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 (1^{ra} Fase 129 EE/SS, en dos etapas, y la 2^{da}, 3^{ra} y 4^{ta} 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 (\$/BI)	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.

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

⁶ Fuente: Camara Automotriz de Venezuela (CAVENEZ)

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 internacionales), 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.

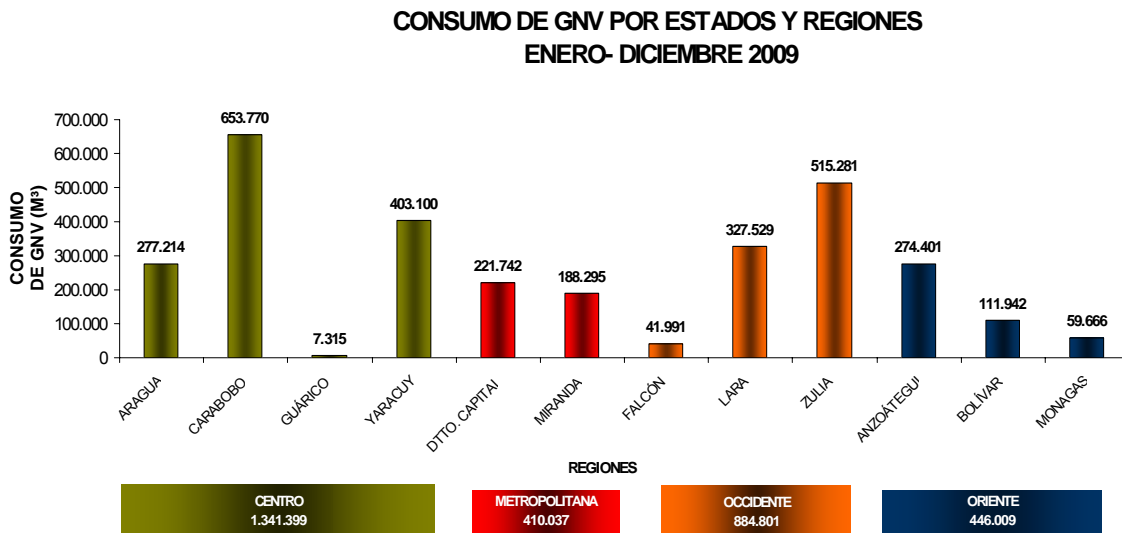
El proyecto contempla la implantación, a nivel nacional, de 457 nuevos puntos de expendio de GNV y la reactivación de 141 puntos en estaciones de servicio existentes. Adicionalmente, se prevé la construcción de 20 centros de conversión en instalaciones de PDVSA para ser operados por EPS y la contratación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



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:

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%

⁷ Fuente Drewry Shipping Consultants

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 Aframax 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 brasileiro 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 Republica 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 MMBIs, 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 MMBIs).
- 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 consultaría 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 ferrovandio, 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 Petrocedefío.
- 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.

7. 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, que se acompaña.

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, que se acompaña.

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:

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Misión Ribas	-	-	32	320	371	280	133	330	599	2.065
Misión Alimetación	-	-	-	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, que se acompaña.

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, que se acompaña.

IV. Convenios de Cooperación Energética

a. PETROAMÉRICA

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. REGION 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, CEPESA (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. REGION 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 Güiria, 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 MMBIs 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 MMBIs.

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 petrolera uruguaya Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP)), para la producción conjunta de etanol o caña de azúcar en el Complejo Sucroalcoholero 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 extrapesados 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:** Cuvempetrol 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:
 - 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.

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.

- o 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.
- o 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.
- o Se creó el Fondo ALBA Alimentos, para financiar iniciativas agroalimentarias en los países miembros.

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 periodo de gracia de hasta un año y medio, y una tasa de interés anual de 2%.

Adicionalmente, este convenio establece que su aplicación será exclusivamente para los entes públicos avalados por el Estado y el país con el cual se suscriba. La facturación de la venta se hará a partir de los precios de referencia del mercado internacional. Asimismo, los pagos de intereses y la amortización de capital podrán realizarse a través de mecanismos de compensación comercial, siempre y cuando sean solicitados por el Estado.

3. Convenio Integral de Cooperación (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)

	<u>2009</u>		<u>2008</u>	
	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

1. 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 aquellos 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 vencedores 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 solucionar 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 (TECNOAZÚCAR):** 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 caraoas 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 apalanca otros subproyectos metalmecánicos 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 aserrío, 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 Tomé, 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 comunidades 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**, suple 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 Región	2007			2008			2009		
	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	Total
Centro Sur	7	-	7	12	-	12	9	6	15
Internacional	-	-	-	2	-	2	0	2	2
Costa Afuera	-	-	-	1	-	1	2	0	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 LatinAmérica, 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 MMBIs 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:

CUERDOS DE SERVICIOS TÉCNICOS FIRMADOS					
	Fecha de Suscripción	Empresa	País	Alcance	Vigencia (años)
1	13-Oct-08	Technip KTI	Italia	1. Servicios de Ingeniería, Procura y Construcción de Unidades de Hidrógeno, Unidades de Recobro de Azufre 2. Preparación de paquetes de contratación. 3. Consultoría en Aseguramiento y Control de Calidad. 4. Equipos de Recepción On-Shore: Slug Catchers, Sando Collection.	3
2	15-Oct-08	Linde AG	Alemania	1. Servicios de Gerencia de Proyectos de Ingeniería y Procura.. 2. Ingeniería de 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-Oct-08	SNC Lavalin International Co.	Canada	1. Servicios de Gerencia de Proyectos de Ingeniería, Procura y Construcción. 2. Ingeniería de 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-Ago-09	Saipem S.p.A.	Italia	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 levantamiento 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-May-06	ENPPI	Egipto	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-Jun-09	IFP	Francia	1. Investigación fundamental o aplicada. 2.-Desarrollo Científico y Tecnológico. 3.- Suministro de Software especializado en Petroleo y suministros de materiales y equipos. 4.- Entrenamiento y actividades educacionales 5.- Asistencia técnica, estudios y servicios técnicos especializados. 6.- Transferencia tecnologica 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 Orocual 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, que se acompaña.

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

<u>Compañías</u>	<u>Dólares</u>	<u>Año de terminación</u>
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 recompra de la deuda contraída para el financiamiento del Proyecto Cerro Negro. La orden de embargo se otorgó sin notificar previamente a PDVSA Cerro Negro de la solicitud y fue confirmada el 13 de febrero de 2008. La suma embargada continuará retenida hasta la terminación del arbitraje.

Mobil Cerro Negro Ltd. también solicitó una orden de congelamiento y entrega de información a nivel mundial que fue otorgada por la Corte Suprema de Inglaterra y Gales el 24 de enero de 2008. La orden pretendía prohibir a 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 "petróleo" y no otros productos o subproductos de los hidrocarburos; y que debe ser interpretado de manera restrictiva por cuanto involucra un beneficio fiscal (deducción). La gerencia de PDVSA y sus asesores legales han manifestado que la señalada sentencia, en principio, parece tener consistencia con el texto legal; sin embargo, defenderán el criterio de la deducibilidad a través de un recurso de apelación ante la Sala 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 ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Este plan tiene una duración de 12 años, a partir de su inicio en el año 2001 y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a dismantelar; áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Con base en el análisis de la información detallada disponible, PDVSA estimó los pasivos relacionados con el saneamiento y la restauración del ambiente y reconoció gastos en los resultados de los años 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 \$/BI, representando una disminución de 29,48 \$/BI 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.

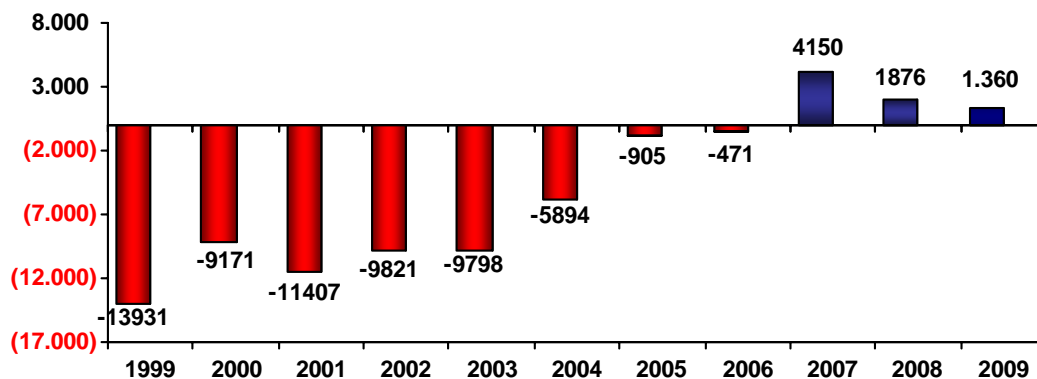
Tal como fue denunciado por el Comisario Mercantil de PDVSA, en su informe sobre la gestión del año 1999, *los estados financieros de PDVSA al cierre de 1998 reflejaban, un déficit de 14.626 millones de dólares. Los dirigentes de la Cuarta República, aliados con la gerencia meritocrática de la vieja 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\$	2.009	2.008	2.007	2.006	2.005	2.004	2.003	2.002	2.001	2.000	1.999	1.998
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 petróleos crudos extrapesados y gas no asociado, cuya tarifa es de 34%. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior, es de 35%.

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 disponer sobre el destino de las ganancias obtenidas anualmente por la empresa. En virtud de esta atribución, con base en los lineamientos del Ejecutivo Nacional y, considerando lo previsto en la Ley de Presupuesto de la Nación para cada ejercicio anual, la Asamblea de Accionista de PDVSA ordena el pago de dividendos a favor de la República Bolivariana de Venezuela, distribuyendo a la Nación una porción de sus ganancias. Estos dividendos son pagados por PDVSA en los ejercicios fiscales en los que se presupuestan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de la República Bolivariana de Venezuela.

APORTES FISCALES PAGADOS A LA NACIÓN

Últimos cinco años expresados en millones de dólares

Aportes Fiscales Pagados a la Nación (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 períodos diferentes al del pago.

3. Resultados Operacionales y Financieros

PDVSA, como corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural 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 de 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
	<u>4.628</u>	<u>9.434</u>	<u>4.708</u>	<u>3.192</u>	<u>4.181</u>
Operaciones descontinuadas:					
(Pérdida) Ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(234)	57	101	20	154
Ganancia neta	4.394	9.491	4.809	3.212	4.335
Otros resultados integrales:					
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	104	(78)	-	-	-
Total ganancia integral	<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 en el Anexo X que se acompaña.

Estados 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

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.

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				
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
En Venezuela	2.646	6.666	(6.666)	2.646
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.524	190	-	1.714
	<u>57.462</u>	<u>43.329</u>	<u>(25.795)</u>	<u>74.996</u>
Compras, neta de variación de inventario:				
Petróleo Crudo y sus productos	11.279	40.249	(25.596)	25.932
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	1.083	179	-	1.262
Gastos de operación	14.100	2.354	(19)	16.435
Gastos de exploración	247	-	-	247
Depreciación y amortización	5.227	567	-	5.794
Gastos de ventas, administración y generales	4.405	580	-	4.985
Regalías, impuestos de extracción y otros impuestos	13.360	-	-	13.360
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:				
Aportes para el desarrollo social	2.937	-	-	2.937
Contribuciones al FONDEN	577	-	-	577
(Ingresos) gastos financieros:				
Ingresos financieros	(5.802)	(71)	-	(5.873)
Gastos financieros	775	60	-	835
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta				
	(51)	191	-	140
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta				
	-	-	-	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas				
	-	-	-	-
Otros egresos (ingresos), neto	583	(195)	19	407
	<u>48.720</u>	<u>43.914</u>	<u>(25.596)</u>	<u>67.038</u>
				-
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	8.742	(585)	(199)	7.958
Impuesto sobre la renta	3.445	(152)	37	3.330
Ganancia neta de operaciones continuas	<u>5.297</u>	<u>(433)</u>	<u>(236)</u>	<u>4.628</u>
Operaciones descontinuadas:				
(Pérdida) ganancia en operaciones descontinuadas, neta de impuesto				
	(234)	-	-	(234)
Ganancia neta	<u>5.063</u>	<u>(433)</u>	<u>(236)</u>	<u>4.394</u>
Otros resultados integrales:				
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero				
	-	104	-	104
Total ganancia integral	<u>5.063</u>	<u>(329)</u>	<u>(236)</u>	<u>4.498</u>
Ganancia neta atribuible a:				
Accionista de la Compañía	3.439	(283)	(236)	2.920
Intereses no controladores	1.624	(150)	-	1.474
Ganancia neta	<u>5.063</u>	<u>(433)</u>	<u>(236)</u>	<u>4.394</u>
Ganancia integral atribuible a:				
Accionista de la Compañía	3.439	(179)	(236)	3.024
Intereses no controladores	1.624	(150)	-	1.474
Total ganancia integral del año	<u>5.063</u>	<u>(329)</u>	<u>(236)</u>	<u>4.498</u>

(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 en el Anexo X que se acompaña.

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			Total Consolidado
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	
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
	<u>93.682</u>	<u>66.574</u>	<u>(33.892)</u>	<u>126.364</u>
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
	<u>81.195</u>	<u>64.633</u>	<u>(33.179)</u>	<u>112.649</u>
				-
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	<u>8.999</u>	<u>267</u>	<u>168</u>	<u>9.434</u>
Operaciones descontinuadas:				
(Pérdida) ganancia en operaciones descontinuadas, neta de impuesto				
	73	-	(16)	57
Ganancia neta	<u>9.072</u>	<u>267</u>	<u>152</u>	<u>9.491</u>
Otros resultados integrales:				
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero				
	-	(78)	-	(78)
Total ganancia integral	<u>9.072</u>	<u>189</u>	<u>152</u>	<u>9.413</u>
Ganancia neta atribuible a:				
Accionista de la Compañía	7.111	266	152	7.529
Intereses no controladores	1.961	1	-	1.962
Ganancia neta	<u>9.072</u>	<u>267</u>	<u>152</u>	<u>9.491</u>
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	<u>9.072</u>	<u>189</u>	<u>152</u>	<u>9.413</u>

(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 en el Anexo X que se acompaña.

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.

(2) 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 períodos 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.
Petrocedefío	Petrocedefío, 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 Güiría	Petrolera Güiría, 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

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/BI.
MMBls	Millones de barriles
MMMBls	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
Mt ²	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
Km ²	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

X. Anexo

Balance de la Gestión Social y Ambiental año 2009

Informe de los Contadores Públicos Independientes

Estados Consolidados de Resultados Integrales

Estados Consolidados de Situación Financiera

Estados Consolidados de Movimiento de las Cuentas de Patrimonio

Estados Consolidados de Movimiento del Efectivo

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus Filiales

Propiedad de la República Bolivariana de Venezuela

**Balance de la Gestión Social y Ambiental
Año 2009**

**La Nueva PDVSA
con Visión Nacional, Popular y Revolucionaria**

Mensaje del Presidente de PDVSA	4
Informe Independiente de Seguridad Limitada	13
Criterio de Reporte para el Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA	16
Alcance de la información incluida en este Balance	17
I. Visión y Estrategia del Negocio.....	18
1. PDVSA Corporación. Visión Estratégica.....	18
2. Visión de Responsabilidad Social de PDVSA.....	22
3. Proceso de Soberanía Petrolera y Económica	26
II. Áreas de Desempeño.....	31
1. Resultados Económicos.....	31
1.1. Estados Consolidados de Resultados	31
2. Ambiente	35
2.1 Líneas Estratégicas Referidas a la Política Ambiental	36
2.1.1. Compromiso con la política ambiental de seguridad y salud en el trabajo del Estado venezolano	37
2.1.2. Gestión ambiental y ocupacional articulada con negocios y filiales.....	40
2.1.3. Compromisos con los proyectos estratégicos de desarrollo Socialista.....	41
2.1.4. Operaciones y proyectos con mínimo impacto ambiental y ocupacional.....	46
2.1.5. Part. colectiva para lograr condiciones y ambientes de trabajo controlados	60
2.1.6. Saldar la deuda ambiental	63
2.1.7. Cultivos de valores éticos ambientales para la construcción del socialismo ecológico.....	67
2.1.8. Impulso al aprovechamiento de energías complementarias	73
3. Recursos Humanos.....	74
3.1. Captación, Educación y Desarrollo.....	74
3.2. Gestión de Empleo.....	82
3.3. Compensación y Beneficios.....	86
3.4 Relaciones Laborales.....	88
3.4.1 Sistema de Democratización del Empleo (SISDEM).....	89
3.4.2. Consultoría Laboral	91
3.4.3. Centro de Atención Integral de Contratistas (CAIC).....	92
3.5. Diseño y Desarrollo Organizacional.....	93
3.6 Calidad de Vida.....	95
3.7 Salud y Seguridad en el Trabajo.....	101
4. Seguridad Industrial.....	101
4.1 Acciones Preventivas.....	103

4.2 Acciones de Formación y Capacitación Técnica:	105
4.3. Acciones de Formación Ciudadana	106
4.4. Índices de Seguridad Industrial.....	107
4.5. Compromiso con la Gestión Ambiental y la Seguridad Ocupacional en CITGO.....	108
4.6. Seguridad Ocupacional en CITGO	109
5. Transparencia y Ética	110
5.1. Contraloría social por las comunidades.....	112
5.2. Acciones contra la corrupción	115
5.3. Política Pública.....	122
5.4. Entrenamiento impartido al personal de la Corporación.....	122
6. Desarrollo Social	124
6.1. Aportes para el Desarrollo Social	125
6.1.1. Misiones	128
6.1.2. Aportes a Comunidades	137
6.2. Proyectos financiados 10% de proyectos de inversión	145
6.3. Aportes a la LOCTI	167
6.4. Nuevas Filiales.....	169
6.4.1. PDVSA Agrícola, S.A.....	169
6.4.2. PDVSA Gas Comunal, S.A.....	171
6.4.3. Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL).....	172
6.4.4. Grupo Lácteos los Andes	173
6.4.5. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.	175
6.5. Programas de Desarrollo Social CITGO 2009.....	176
6.5.1. Programa de Combustible para Calefacción Venezuela-CITGO	177
6.5.2. Donación de la Isla de Petty para usos Ecológicos y Ambientales.....	181
6.5.3. Proyectos Sociales y Ambientales en el Sur del Bronx.....	182
6.5.4. Fundación Simón Bolívar: Ayuda Médica Especializada	184
6.5.5. Otras Iniciativas Estratégicas	185
6.6. Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).....	189
6.7. Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA)	192
III. Glosario de Términos	196
IV. Nomenclatura	199

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 hegemonía 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 maltrato 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 aprovechamiento de los inmensos recursos que ofrece la Faja Petrolífera del Orinoco para ampliar nuestra participación en el mercado internacional e impulsar el desarrollo sustentable. En este sentido, se contempla la producción de 2,6 millones de barriles diarios para el año 2021, a través del desarrollo de 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 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 Zulia) 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

Informe Independiente de Seguridad Limitada

A la Junta Directiva de
Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA):

Hemos sido contratados por la Junta Directiva de PDVSA para proveer una seguridad limitada sobre los Indicadores del Criterio de Reporte del Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA (en adelante criterio de reporte PDVSA 2009) contenidos en el Balance de la Gestión Social y Ambiental de Petróleos de Venezuela, S. A. y sus filiales (en adelante PDVSA) correspondiente al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009 .

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación del Balance de acuerdo con los indicadores del criterio de reporte PDVSA 2009. La Gerencia también es responsable de la información y las afirmaciones contenidas en el Balance; de la determinación de los objetivos de PDVSA, en lo referente a la selección y presentación de información sobre el desempeño en materia de desarrollo sostenible; y del establecimiento y mantenimiento de los sistemas de control y gestión del desempeño de los que se obtiene la información.

Nuestra responsabilidad es llevar a cabo un trabajo de seguridad limitada y expresar una conclusión basada en el trabajo realizado, que estuvo referido exclusivamente a la información correspondiente al ejercicio 2009. Los datos correspondientes a ejercicios anteriores no han sido objeto de nuestra revisión. Nuestro trabajo ha sido realizado de acuerdo con la Norma ISAE 3000, Trabajos de Seguridad distintos de Auditorías o Revisiones de Información Financiera Histórica, emitida por la Junta Internacional de Normas de Auditoría y de Seguridad (IAASB por sus siglas en Inglés). Esta norma exige que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo de forma que obtengamos una seguridad limitada sobre si los indicadores del criterio de reporte PDVSA 2009 están exentos de errores materiales y que cumplamos las exigencias en materia de independencia incluidas en el Código de Ética de la Federación Internacional de

Contadores que establece requerimientos detallados en torno a la integridad, objetividad, confidencialidad y conductas y calificaciones profesionales.

El trabajo de seguridad limitada sobre los indicadores del criterio de reporte del Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA consistió en hacer indagaciones, principalmente con las personas encargadas de la preparación de la información que constituye dichos indicadores y en aplicar procedimientos analíticos y otros dirigidos a recopilar evidencias según proceda a través de los siguientes procedimientos:

- Entrevistas con la Gerencia de PDVSA, para entender los procesos de los que dispone PDVSA para determinar cuáles son los asuntos principales de sus grupos de interés.
- Entrevistas con el personal pertinente de PDVSA, sobre la aplicación de las políticas y la estrategia en materia de sostenibilidad.
- Entrevistas con el personal pertinente de PDVSA, responsables de proporcionar la información contenida en el criterio de reporte PDVSA 2009.
- Visita a las instalaciones de: a) Exploración y Producción Maturín sede administrativa; b) Complejo Criogénico José Antonio Anzoátegui; c) Refinería Puerto la Cruz d) Refinería El Palito e) Proyecto Aldea Universitaria del Municipio Puerto Cabello f) CITGO Petroleum Corporation; g) Complejo Lake Charles; seleccionadas según un análisis del riesgo, teniendo en cuenta criterios cuantitativos y cualitativos.
- Análisis de los procesos de recopilación y de control interno de los datos cuantitativos reflejados en el Balance, en cuanto a la fiabilidad de la información, utilizando procedimientos analíticos y pruebas de revisión en base a muestreos.
- Lectura de la información incluida en el Balance para determinar si está en línea con nuestro conocimiento general y experiencia, en relación con el desempeño en sostenibilidad de PDVSA.
- Verificación de que la información financiera reflejada en el Balance ha sido extraída de los estados financieros de PDVSA, auditados por terceros independientes.

El alcance de los procedimientos de recopilación de evidencias realizados en un trabajo de seguridad limitada es inferior al de un trabajo de seguridad razonable y, por tanto, el

nivel de seguridad proporcionado es menor. El informe que se emite con motivo de un trabajo de seguridad limitada no debe considerarse un informe de auditoría.

Con base en los procedimientos realizados, descritos anteriormente, no se ha puesto de manifiesto ningún aspecto que nos haga creer que los datos recogidos en los indicadores del criterio de reporte PDVSA 2009, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, no hayan sido obtenidos de manera fiable, la información no esté presentada de manera adecuada, o existan desviaciones u omisiones significativas.

En otro documento, proporcionaremos a la Dirección de PDVSA un informe interno que contiene todos nuestros hallazgos y áreas de mejora.

AICARAZ CABRERA VÁZQUEZ

Dimas Castro Bustillos

Contador Público

C.P.C. N° 5326

30 de marzo de 2010

Criterio de Reporte para el Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA

Como parte de su estrategia por una mejora en la gestión y rendición de cuentas de los aspectos sociales y ambientales de sus operaciones, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) trabaja continuamente en el desarrollo de las políticas, procedimientos y sistemas que le permiten conocer, controlar y por tanto informar sobre los impactos ambientales y sociales de sus actividades.

Una parte importante de este esfuerzo es el trabajo realizado en la selección y definición de criterios para la elaboración de este Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA. Para este segundo Balance de PDVSA, se han identificado una serie de indicadores relacionados con la actividad de la empresa y con los cuales se pretende rendir cuenta de los impactos de PDVSA en la sociedad y en el medio ambiente.

PDVSA se plantea este ejercicio como uno de mejora continua y por tanto revisará en años futuros el criterio de reporte establecido, así como los indicadores seleccionados para ir mejorando en la rendición de cuentas y con el objetivo de aportar información que satisfaga las expectativas de sus grupos de interés.

Adicionalmente, este año se ha solicitado a la Firma Alcaraz Cabrera Vázquez KPMG, como entidad independiente, la revisión de la confiabilidad de la información con la cual PDVSA cuantifica y da respuesta a los indicadores de su gestión Social y Ambiental. Los indicadores que forman parte del criterio de reporte para el Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA y que han sido revisados por KPMG, se encuentran en la siguiente tabla. El informe de revisión de esta información se encuentra en la página 4 de este balance, en el se resumen los trabajos realizados y las conclusiones de dicha revisión.

N°	Indicador	Ubicación	Pag
1	Total Ingresos	Tabla: Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001	32
2	Total Activos	Tabla: Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001	32
3	Patrimonio	Tabla: Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001 Tabla: Composición/ Detalle del Patrimonio de PDVSA	32 34
4	Total Pasivos	Tabla: Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001	32
5	Auditorías ambientales	Título: "Seguimiento y Control Ambiental y de Higiene Ocupacional"	56-58
6	Inspecciones ambientales	Título: "Seguimiento y Control Ambiental y de Higiene Ocupacional"	56-58
7	Detalle de los pasivos ambientales y corriente de desecho	Título: "Inventario de pasivos ambientales"	63-64
8	Distribución de la reserva de pasivos ambientales	Título: "Control y Seguimiento de la Reserva Económica de Pasivos Ambientales"	64-66
9	Proceso de Saneamiento de Fosas	Tabla: "Inventario de Fosas Saneadas y por Sanear"	65
10	Coste total del control, saneamiento y restauración CITGO	Tabla: "Avances en el saneamiento de las Fosas de Producción y/o Fosas con lodos Petrolizados"	65
11	Monto de desempeño ambiental	Título: "Recursos destinados a la gestión ambiental"	47-48
12	Aguas de producción	Título: "Aguas de producción"	55
13	Calidad del Aire	Título: "Calidad del Aire"	51-52
14	Distribución de estudios ambientales	Tabla: "Estudios de línea base socio-ambiental y estudios socioambientales por área de estudio y recursos invertidos. PDVSA 2009"	47
15	Número de Procedimientos administrativos	Título: "Procedimientos Sancionatorios, Administrativos y Penales"	38-39
16	Número de procedimientos penales	Título: "Procedimientos Sancionatorios, Administrativos y Penales"	38-39
17	Actividades desarrolladas de educación ambiental	Título: "Educación Ambiental y Red de Educación Ambiental"	68-71
18	Número de trabajadores	Tabla: "Fuerza Laboral de PDVSA a Nivel Nacional Año 2009 Distribución de la Fuerza Laboral por Negocios o Filiales" Tabla: "Fuerza Laboral de CITGO Año 2009"	84 85
19	Trabajadores por edad	Gráfico: "Fuerza Laboral de PDVSA a Nivel Nacional Año 2009 Distribución por Rango de Edad" Tabla: "Fuerza Laboral de CITGO Año 2009 Distribución por Rango de Edad"	83 85
20	Beneficios de la nómina Contractual	Título "Compensación y Beneficios"	86-88
21	Actividades de Formación	Tabla: Resultados de la Estrategia desconcentrada de formación asociada al DNF y reportada en SIGAFOR enero- diciembre 2009 Título: Resultados de la Estrategia centralizada de formación Asociada al Plan Extraordinario para Profesionales, Técnicos y Artesanos Socialistas de PDVSA Año 2009 Título: Gestión del Desarrollo	78 78-80 80-82
22	Actividades desarrolladas de seguridad industrial	Tabla: Resumen de Acciones Planificadas y Realizadas (Preventivas, Formación Técnica y Formación Ciudadana)	106
23	Auditorías de Higiene Ocupacional	Título: "Seguimiento y Control Ambiental y de Higiene Ocupacional"	56-58
24	Índices Accidentabilidad	Título: Índices de Seguridad Industrial Tabla: Índices de Frecuencia Neta, Bruta y Severidad durante el 2009 Gráfico: Tasa Total de Casos Registrados por OSHA Gráfico: Tasa Total de Días de Trabajo Perdidos Registrados por OSHA	107 109 110 110
25	Acciones de Formación Ciudadana para personal de seguridad	Tabla: Resumen de Acciones Planificadas y Realizadas (Preventivas, Formación Técnica y Formación Ciudadana)	106
26	Libertad de asociación	Título: "Relaciones Laborales"	89-89
27	Aportes para el desarrollo social	Tabla: Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001 Tabla: Aportes realizados al Desarrollo social, durante el periodo 2001-2009 Tabla: Contribución por programa en el 2009	32 127 177

Alcance de la información incluida en este Balance

Este documento refleja la información sobre el comportamiento de PDVSA en materia social y ambiental durante el año 2009.

Como parte de su estrategia por una mejora en la información de los aspectos sociales y ambientales de sus operaciones, PDVSA ha decidido incorporar en este segundo Balance Social y Ambiental información relativa a su principal filial internacional CITGO, dada la importancia de su negocio petrolero y el desarrollo de prácticas en responsabilidad corporativa, incrementando así el alcance de la información reportada respecto al año anterior.

Al ser este el primer año en que se ha hecho el ejercicio de recopilación de esta información, los datos se presentan de la siguiente forma, de manera que facilite la comprensión del alcance de la misma:

- Siempre que se haga mención a CITGO, la información corresponde a datos sobre la filial CITGO Petroleum Corporation.

- Si se hace mención a PDVSA, la información corresponderá a:
 - La información relativa a seguridad industrial corresponde a las filiales petroleras situadas en Venezuela y PDVSA Agrícola, S.A.
 - Para el caso de la información de empleados, además se incluye la filial Palmaven, S.A.
 - Para los datos de higiene ocupacional, además de esto último, se incluye información relativa a PDVAL, y corresponden al período de enero a octubre de 2009.
 - Los datos correspondientes a la información de ambiente incluyen las filiales petroleras situadas en Venezuela y PDVSA Agrícola, S.A. para el período de enero a octubre de 2009.

Una parte importante del esfuerzo realizado es la selección y definición de criterios para la elaboración de este Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009 de PDVSA. Para ello se han identificado una serie de indicadores materiales para la actividad de la empresa y con los cuales se pretende rendir cuenta de los impactos de PDVSA en la sociedad y en el medio ambiente, tal y como se indica en el Criterio de Reporte para el Balance de la Gestión Social y Ambiental 2009.

I. Visión y Estrategia del Negocio

1. PDVSA Corporación. Visión Estratégica

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una Corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el Estado Venezolano en el año 1975, en cumplimiento de la Ley Orgánica que reserva al Estado el manejo de la industria y el comercio de hidrocarburos (Ley de Nacionalización), siendo las operaciones supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP).

PDVSA subordinada a los más altos intereses del Estado Venezolano, enmarca sus objetivos estratégicos y visión de mediano y largo alcance contenido, en el Plan Siembra Petrolera, en concordancia con las directrices del Proyecto Nacional Simón Bolívar, Primer Plan Socialista (PPS) de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007–2013.

Venezuela se proyecta como Potencia Energética Mundial combinando el uso soberano del recurso energético con la integración regional y mundial, siendo el petróleo el factor decisivo para la captación de recursos del exterior, la generación de inversiones productivas internas, y la satisfacción de las propias necesidades.

Asimismo, se pliega a la Nueva Geopolítica Internacional cuya visión es construir un mundo multipolar, lo cual implica la creación de nuevos polos de poder que representen el quiebre de la hegemonía unipolar, en la búsqueda de la justicia social, la solidaridad y las garantías de paz, bajo la profundización del dialogo fraterno entre los pueblos. En este sentido PDVSA a través de la creación de PDVSA América, S.A., PDVSA Andina, S.A., Petrosur y PetroCaribe, así como las alianzas estratégicas con socios aliados está diversificando las estrategias de colocación de producto así como la apertura de nuevos mercados. La visión de la Nueva PDVSA supera la visión meramente economista del intercambio comercial fijando una directriz de solidaridad y apoyo energético a los países de la región y a las naciones que así lo requieran por las condiciones socio económicas de sus pueblos, con miras a equilibrar la balanza energética de los más desposeídos e impulsar el desarrollo y crecimiento económico de estas naciones.

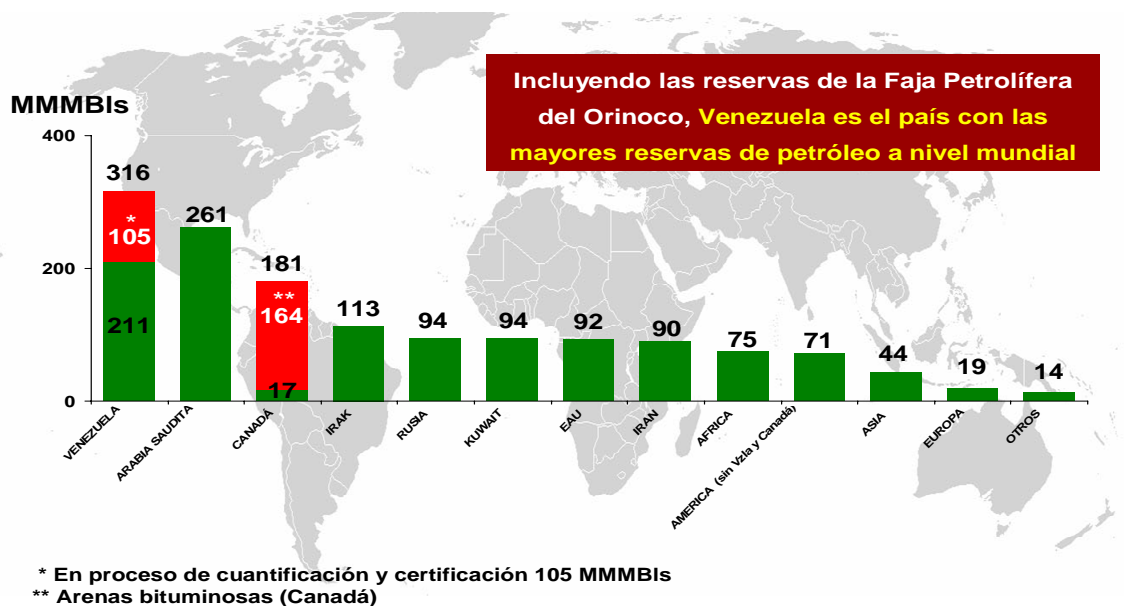
La cadena de valor de PDVSA se estructura en función de la planificación, coordinación, supervisión y control de las actividades de exploración, explotación, producción, manufactura, refinación, transporte, comercio, suministro y venta de los hidrocarburos y sus derivados, tanto en Venezuela como en el exterior, diversificando su estructura de negocio tradicional hacia nuevos negocios que apalanquen el Nuevo Modelo de Desarrollo Socio Productivo Nacional.

Cadena de Valor



Venezuela se consolidó como el segundo país del mundo con mayores Reservas Probadas Remanentes de Petróleo, las cuales al 31 de diciembre de 2009 ascienden a 211 mil 173 millones de barriles de petróleo y 105 mil millones de barriles de petróleo en proceso de cuantificación y certificación, incorporándose en el transcurso del año un total de 39 mil 949 millones de barriles provenientes de la actividad exploratoria de PDVSA y del proyecto de cuantificación y certificación de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) la cual comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas de la República Bolivariana de Venezuela.

Reservas Probadas de Petróleo Año (2009)

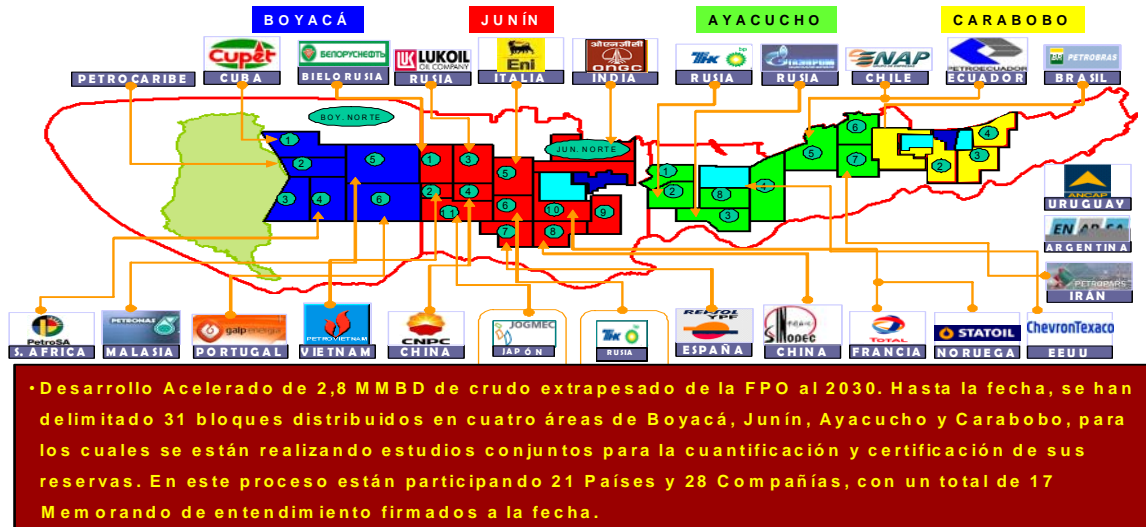


La Faja Petrolífera del Orinoco posee una reserva de petróleo original en sitio (POES) de 1.360 millones de barriles, con reservas recuperables estimadas en el orden de los 272.000 millones de barriles, lo que coloca a Venezuela como primera potencia petrolera mundial. El Proyecto Magna Reserva ejecutado por PDVSA persigue cuantificar y oficializar al menos 17% del POES de la FPO como reservas probadas, basado en la revisión integral de toda el área de la Faja y de la aplicación de tecnologías de punta que mejoren el factor de recuperación de las reservas de crudo contenidas en dichos yacimientos.

Desde que comenzó el proyecto en el año 2006 hasta diciembre de 2009, se han cuantificado y oficializado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP) 211,173 MMBbls de crudo pesado de los 235 MMBbls que considera el

proyecto. Antes del proyecto Magna Reserva, ya se habían incorporado en libros 37 MMBIs. Se estima que la enorme base de recursos de la FPO permitiría a potenciales socios de PDVSA tener acceso a reservas con mínimo riesgo exploratorio para su explotación.

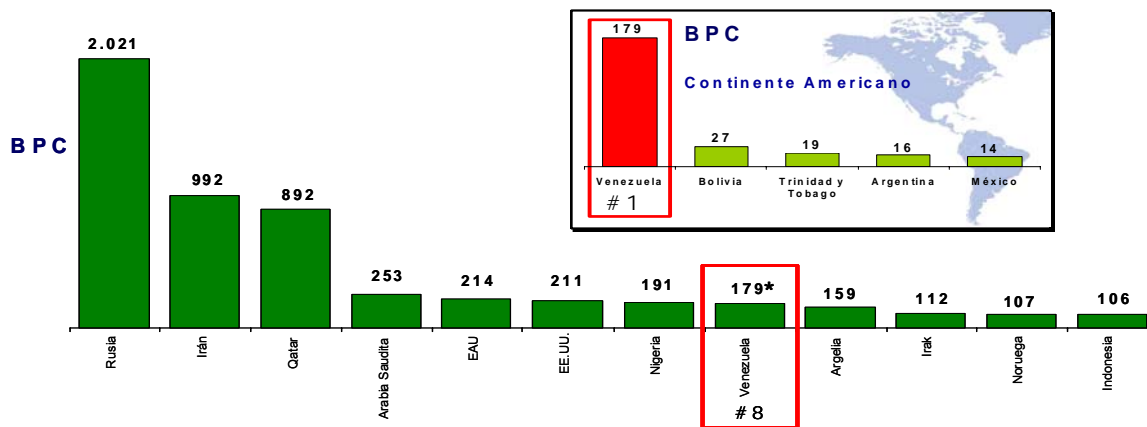
Desarrollo Acelerado de la Faja Petrolífera del Orinoco



En cuanto a las Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural, las mismas ascienden al cierre del año a un total de 179 billones 380 miles de millones de pies cúbicos estándar, incorporándose en el año la cantidad de 4 billones 858 miles de millones de pies cúbicos estándar; cantidad que no incluye el descubrimiento comercial de alto impacto en la nueva provincia gasífera en el Golfo de Venezuela, específicamente en el Bloque Cardón IV, registrando reservas probadas en la exploración incipiente de 8 MMMMPC (8TCF) de gas natural.

En tal sentido, para el primer trimestre del año 2010 se alcanzará la cantidad de 187 MMMMPC de Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural, cifra que posicionará al país en el séptimo lugar de los países con Mayores Reservas Probadas Remanentes de Gas Natural, que actualmente ocupa Nigeria con 184 MMMMPCN. En materia de Gas Natural, la producción promedio año 2009 alcanzó los 6 mil 589 millones 600 mil pies cúbicos estándar por día, representando un cumplimiento de 99% del plan de producción establecido. En relación a los Líquidos del Gas Natural, la producción promedio del año 2009 se ubicó en 155 mil 600 barriles diarios, de los cuales 142 mil 200 barriles diarios corresponden a la región oriental y 13 mil 400 barriles diarios a la región occidental, con un 97% de cumplimiento respecto al plan establecido.

Reservas Probadas de Gas



Venezuela es el país con mayores reservas de gas en el Continente Americano

* No incluye recursos por descubrir (193 BPC). Data actualizada al 31/12/2009.

2. Visión de Responsabilidad Social de PDVSA

PDVSA articulando la nueva visión social del Estado venezolano a través de las Gerencias de Desarrollo Social y de las empresas que conforman el sector No Petrolero, apalanca el fortalecimiento del desarrollo endógeno e integral de la Nación, bajo las premisas de seguridad y soberanía económica, tecnológica, alimentaria, energética y social, transformando el concepto y visión de la siembra del petróleo en las comunidades.

La honda expansiva de PDVSA involucra hoy por hoy a las poblaciones, comunidades y organizaciones sociales en las cuales la Corporación tiene operaciones y proyectos mayores de inversión, respetando la armonía y el desarrollo sustentable y sostenible tanto del ecosistema como de las comunidades que allí habitan. La presencia social activa de la Corporación traspasa los umbrales del tradicional concepto de responsabilidad social empresarial, haciendo co-partícipes a las comunidades y al entorno de los proyectos de desarrollo tanto estructurantes como de operaciones, a través del impulso de Empresas de Propiedad Social Directa e Indirecta, las PYMES y otras formas de organización productivas que apalancan el desarrollo económico de las regiones donde la empresa interviene directa e indirectamente.

PDVSA, respetando los lineamientos de reordenamiento territorial en un proceso de mejora de la calidad de vida de la población, soportado en la distribución de los usos y actividades, conforme a los principios del equilibrio socio-territorial y distribución de las

actividades según la capacidad ecológica del medio, garantizándole al colectivo el disfrute de un entorno libre de contaminación y ecológicamente equilibrado.

Uno de los principales motores de la nueva visión social de la Corporación son las filiales que comprenden el sector No Petrolero, las cuales por si mismas apalancan las políticas públicas y contribuyen a la gestión y servicios sociales de la Nación.

Las Filiales No petroleras se agrupan en 5 grandes sectores: Alimentación: PDVSA Agrícola, S.A., PDVAL, S.A., Grupo Lácteos Los Andes, C.A. y sus filiales; Industrial: PDVSA Industrial, S.A. y PDVSA Naval, S.A.; Infraestructura: PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A. y PDVSA Asfalto, S.A., Servicios Públicos: PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A. y PDVSA Gas Comunal, S.A. y Servicios Petroleros: PDVSA Servicios, S.A.

Estas empresas se han constituido en el pilar clave para la construcción del nuevo aparato productivo nacional.

Durante el ejercicio fiscal 2009, se ejecutaron una serie de acciones concretas en términos de la gestión de las Filiales No Petroleras, cuyos resultados tangibles para la población fortalecen la visión de transformación y cambio de la Nueva PDVSA, como empresa estatal venezolana que apalanca el nuevo Modelo Económico Socio Productivo.

Estas empresas articulan sus carteras de proyectos en función de las siguientes orientaciones estratégicas por sector:

Alimentación:

- Incrementar y consolidar la soberanía y seguridad alimentaria.
- Incrementar la disponibilidad de productos alimenticios de primera necesidad que abarque a toda la población, de forma oportuna, permanente, a precios accesibles, inocuos y con altos niveles de calidad.
- Establecer alianzas estratégicas con los órganos con competencia en materia alimentaria para el fomento y fortalecimiento de las principales cadenas agro productivas; optimizando y ampliando la red de comercialización, distribución y almacenamiento de productos alimenticios.
- Impulsar la conformación de estructuras organizativas como instancias articuladoras con la Misión Alimentación, con el propósito de incentivar el desarrollo del sector agroalimentario en el nuevo ordenamiento territorial, coordinando acciones con los

órganos, instituciones y actores políticos de competencia en materia alimentaria, para el desarrollo de la infraestructura que permita garantizar las condiciones óptimas de los servicios de apoyo a la producción, distribución y comercialización de los alimentos para motivar el desarrollo territorial desconcentrado.

- Construir y evaluar el mapa de perfiles de los bienes y servicios seleccionados para su desarrollo en el País.

Industrial:

- Desarrollar la industria energética para asegurar la soberanía en el negocio petrolero y no petrolero, fortaleciendo la contribución fiscal incrementando el Producto Interno Bruto (PIB) de la Nación, mediante la conformación de alianzas en sectores estratégicos y procesos administrativos internos.
- Identificar y definir planes, programas y/o proyectos factibles de implementar, en alianza con el Ministerio para el Poder Popular de Ciencia, Tecnología e Industrias Intermedias (MPPCTII) y la capacidad nacional, para el incremento del valor agregado nacional de los productos petroleros y no petroleros.
- Visualizar, conformar y gestionar modalidades de organización productiva para establecer Consorcios Tecnológicos Productivos: empresas privadas-sector gubernamental-sector académico, que tengan una orientación clara del mercado, en donde la sostenibilidad del negocio va a depender de la capacidad innovadora del consorcio para generar productos y servicios obtenidos a través de las actividades de Investigación, Desarrollo e Innovación, para colocarlos en el mercado nacional e internacional (ALBA-MERCOSUR- CARICOM).
- Identificar, dimensionar y caracterizar la demanda desagregada de bienes, productos y servicios especializados por rubro.

Infraestructura:

- Impulsar a través de Planes Integrales de Desarrollo Urbano, con los diferentes entes del Estado, el desarrollo socioeconómico de las regiones donde se localicen los proyectos del Plan Siembra Petrolera, con miras al aprovechamiento de los recursos locales para la generación de empleo y la expansión productiva de la región.
- Apoyar el desarrollo de los Ejes Orinoco–Apure (FPO), Norte Llanero, Occidental y Oriental, mediante la integración de equipos con los diferentes niveles de Gobierno,

para el diseño y fortalecimiento de los sistemas de ciudades, orientadas a la conformación de las Comunas socialistas.

- Fomentar el desarrollo de la Red Productiva Socialista de la Construcción, como Empresas de Propiedad Social (indirectas), PYMES u otras organizaciones comunitarias de base, dirigidas al desarrollo local integrado, organizadas para la participación co-responsable en la producción y procura de bienes, servicios y talento humano para la construcción de viviendas, urbanismos, vialidad, servicios básicos e instalaciones no industriales.
- Garantizar en conjunto con PDVSA, Filiales y Empresas Mixtas, la planificación, diseño y construcción de la infraestructura no industrial, asociada a los planes de expansión, los proyectos estratégicos, y el Plan Siembra Petrolera de la Corporación.
- Mejorar y desarrollar la construcción de viviendas y el equipamiento urbano, que satisfaga las necesidades reales de los Trabajadores de PDVSA, Filiales, Empresas Mixtas y de la Comunidad organizada en su propio entorno.
- Coadyuvar el disfrute de condiciones básicas y esenciales de vida para que cada sujeto pueda vivir de forma digna a través del buen funcionamiento de los servicios públicos bajo la responsabilidad de PDVSA.

Servicios Públicos:

- Funcionar de manera permanente, es decir, de manera regular y continua para que pueda satisfacer necesidades de las comunidades por sobre los intereses de quienes los prestan.
- La prestación del servicio público no debe perseguir fines de lucro; se antepone el interés de la comunidad a los fines del beneficio económico de personas, organismos o entidades públicas o privadas que los proporcionan.
- Suministrar con criterio técnico gerencial las funciones del proceso administrativo científico de planificación, coordinación, dirección, control y evaluación, tanto en su concepción orgánica como en el sentido material y operativo.
- Impulsar la participación de las comunidades en la prestación de los servicios públicos.

Servicios Petroleros:

- Proveer por cuenta propia, de terceros o asociada con terceros, servicios de construcción y mantenimiento de pozos petroleros, servicios petroleros conexos tales como: geofísica y geodesia, estimulación de pozos, cambios de método de producción, captura de datos en subsuelo, pruebas especiales de pozo, operación de taladros y equipos, suministro de fluidos de perforación, productos químicos y servicios de cementación.
- Proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socio-productiva.
- Proveer asistencia técnica, formación y capacitación de personal, recurso humano, equipos u otros activos vinculados a las actividades descritas.
- Proyectar, construir, operar, administrar y mantener empresas nacionales que se dediquen a actividades de servicios que conlleven a la construcción y mantenimiento de pozos.

3. Proceso de Soberanía Petrolera y Económica

Producto del Sabotaje Petrolero de Diciembre 2002 y de las acciones tomadas por los Trabajadores Patriotas y el Pueblo Revolucionario, se logra el control de las operaciones de PDVSA, lo cual ha permitido la creación de la Nueva PDVSA, alineada 100% a la revolución socialista impulsada por el Comandante-Presidente de la República Bolivariana de Venezuela.

Esta alineación fundamentalmente se orientó a la incorporación de la masa trabajadora y el pueblo, al proceso productivo de PDVSA, buscando la consolidación de los procesos productivos conexos, tanto en PDVSA, como en los sectores de prestación de servicios, producción de bienes y ejecución de obras.

A partir de este hecho histórico, se describe la continuación de los principales logros y el estatus de las acciones tomadas por PDVSA, desde el año 2004 hasta la fecha, en los distintos ámbitos de la actividad petrolera y gasífera así como, en los sectores conexos generadores de bienes y servicios, con base en la cronología de hechos ejecutados por la empresa con el propósito de alcanzar la Plena Soberanía Petrolera:

Durante el año 2004, con la idea de incorporar los sectores más excluidos de la población al desarrollo económico de la nación, se conformaron un total de 1.017

Cooperativas, las cuales estaban enfocadas en ser los medios productivos alternativos que sustituirían el modelo de plusvalía que se ha arraigado en el sector productivo del país, y que ha sido controlado por un sector industrial apátrida y contrarrevolucionario.

En el año 2005, continuando con la dirección socialista destinada a crear entidades económicas dedicadas a la producción de bienes o servicios, en las cuales el trabajo tiene significado propio, sin privilegios, discriminación social y con niveles de igualdad sustantiva de oportunidades entre sus integrantes, se conformaron más de 3.000 Empresas de Producción Social, basadas en una planificación participativa y protagónica del pueblo y los trabajadores petroleros.

Este concepto se fue desvirtuando por la intervención de empresas opuestas a un sistema económico socialista, que se infiltraron como empresas de producción social y contaminaron completamente la idea de propiedad comunal bajo la cual estaba enfocada la propuesta inicial.

El año 2006, ejerciendo la soberanía nacional sobre los hidrocarburos y fortaleciendo la nueva visión estratégica de los negocios petroleros, se ejecutó la Migración de los Convenios Operativos, que formaron parte de la nefasta apertura petrolera que representó cuantiosas pérdidas para la nación, a 21 Empresas Mixtas, lo que reivindica los intereses económicos del Estado, consolidando el desarrollo integral del país, en el ejercicio de la Plena Soberanía Petrolera.

El año 2007, estuvo centrado en la ejecución de acciones destinadas al fortalecimiento del sector eléctrico nacional, entre ellas destacan la adquisición de las empresas privadas eléctricas del país: C.A. Electricidad de Caracas (EC), Sistema Eléctrico de Nueva Esparta, C.A. Margarita (SENECA), C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL) y C.A. Luz y Fuerza de Puerto Cabello (CALIFE).

Con el objetivo de revertir los esquemas anteriores y obtener pleno control del Estado sobre los bloques de la faja, se crearon las Empresas Mixtas de la Faja: Petropiar, Petrocedeño, Petromonagas y Petrozuata,

Se dio inicio a la adquisición de 13 Taladros Chinos (Oriente 4, Occidente 4, Centro Sur 4 y Bolivia 1).

Posteriormente, se concretó la nacionalización de 41 Taladros y absorción de 1.569 trabajadores, evento conocido como la eliminación de la Tercerización.

En este mismo año se crearon 5 nuevas Filiales: PDVSA Agrícola, S.A., PDVSA Industrial, S.A., PDVSA Servicios, S.A., PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A. y PDVSA Desarrollo Urbano, S.A.

De igual forma se realizaron compras de bienes y alimentos con países aliados (Compra de alimentos por el orden de los 4.763 millones de bolívares.).

El año 2008, fue clave para la concreción de acciones estratégicas no sólo para PDVSA sino para el Estado, tales como:

Creación de 2 nuevas Filiales de vital importancia para la garantía del servicio y suministro de Gas Doméstico, compra, comercialización y distribución de alimentos y construcción de embarcaciones y astilleros que garanticen la estrategia de comercialización de crudos en el marco de las nuevas rutas, es así como nacen: PDVSA Gas Comunal, S.A. PDVAL y PDVSA Naval, S.A.

- Inicio de operaciones Costa Afuera en el país.
- Negociación de Sidor y Cementeras (Caribe, La Vega, CEMEX, Holcim).
- Adquisición de las empresas Tropigas, S.A.C.A. y Vengas, S.A., lo cual incluye las plantas de llenado de Gas Licuado del Petróleo (GLP).
- Adquisición de las empresas privadas como: Industrias Diana, Palmeras Diana del Lago, C.A., Productos La Fina e Indugram.
- Reordenamiento del Mercado Interno: Abanderamiento de estaciones de servicio, y eliminación de intermediarios en la distribución de gasolina (transporte de combustibles, tanto terrestre como acuático).
- Decisión de mudar PDVSA Services, INC (PSI) de Estados Unidos a Venezuela y PDVSA Services, B.V. (PSBV) de Holanda a Portugal.
- Adquisición de la empresa privada Astilleros Navales Venezolanos, C.A. ASTINAVE.
- Creación de la Empresa de Transporte Naviera para rutas nacionales de productos petroleros y comerciales ALBANAVE.
- Conformación de Empresas Mixtas e inicio de obras: Industria Chino Venezolana de Taladros (ICVT), Vietven Iluminaciones, Módulos Fotovoltaicos, Plantas Móviles

Venezuela (PMV), Complejo Industrial Maderero (PDVSA–CVG Proforca) y Fábrica de Transformadores Eléctricos.

- Finalmente, el recién concluido año 2009 fue crucial en la materialización de acciones en pro de la consolidación de la soberanía económica y energética del país, entre las más importantes encontramos: Creación de las Filiales PDVSA Mantenimiento, S.A. y PDVSA Asfalto, S.A.
- Adquisición de la empresa Diques y Astilleros Nacionales, C.A. DIANCA, como filial de PDVSA Naval, S.A..
- Conformación de Empresas Mixtas en el Sector Industrial: Parque Metrocontadores de Energía, Fábrica de recuperación de transformadores eléctricos, Fábrica Socialista Guardián del ALBA de software, Empresa Estatal de Densificante Orimatita, Unidades de Ensamblajes Sísmicas, Fábrica de Motores de Combustión Interna y Grupos Electrógenos (con el grupo español Guacor).
- En el marco del Plan Nacional de Tubulares se expropiaron las empresas: Helisold de Venezuela, S.A., HELVESA, (tuberías de grandes diámetros) y Tubos De Acero de Venezuela, S.A. TAVSA (tuberías sin costuras). Así mismo se adquirieron las empresas: Tuberías Helicoidales, C.A. TUBHELCA (tuberías de grandes diámetros), y Soldadura y Tuberías de Oriente, C.A. SOLTUCA (tuberías de grandes diámetros).
- Conformación de la Empresa Mixta de Servicios Integrales Chinisse National Petroleum Corporation- Great Wall Drilling Corporation (CNPC–GWDC) para la prestación de servicios especializados a pozos en fluidos de perforación, cementación, registros eléctricos, perforación direccional y RARC (perforación de pozos) especializado.
- Conformación de la Empresa Mixta de Servicios Especializados en Construcción y Mantenimiento de Pozos con el grupo Francés Schlumberger.
- Conformación de la Empresa Mixta de Servicios Integrales de Remediación de Fosas y recuperación de crudos con el Grupo Ruso Rostechnologil y Raiznoimport.
- Parque Industrial de Gas Natural Vehicular/ Lanzamiento del Proyecto Autogas para la instalación y puesta en funcionamiento del centro de conversión a Gas Natural Vehicular (GNV), construcción de los puntos de expendio de GNV.

- Adquisición de la Planta de Llenado de Bombonas de GLP “Dilia Rojas”, Municipio Independencia, en el Estado Yaracuy.
- Gasificación de sectores en el Distrito Capital y Estado Barinas.
- Inicio de la Etapa I de los Módulos Pescar, para la construcción de módulos para el expendio de combustibles y lubricantes para los pescadores artesanales.
- Recuperación del control de las actividades estratégicas para la industria, nacionalizando los servicios y actividades de Operaciones Acuáticas y Compresión de Gas prestado por terceros; acción respaldadas con la promulgación de la “Ley que reserva al Estado las actividades conexas a las actividades primarias de hidrocarburos, señaladas en la Gaceta Oficial No. 39.174 de fecha 08 de mayo de 2009”.

Como se puede apreciar a lo largo del tiempo, en la medida que se ejerce un mejor control sobre PDVSA, las acciones se han multiplicado, esto puede ser el reflejo de la conexión que PDVSA, ha logrado con el proyecto socialista liderado por el Comandante-Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, en compañía con el pueblo como ejecutante del proyecto.

Nuestra política de Plena Soberanía Petrolera ha avanzado a pasos firmes, con un éxito contundente, pero todavía falta la consolidación institucional de esa política. También hay que tener presente que ese camino, en realidad, no tiene fin. La soberanía nunca es una condición definitiva; siempre se tendrán que tomar medidas para defenderla; quien baje la guardia, corre el riesgo de perderla.

Desde luego, este proceso que PDVSA ha ejecutado no está exento de fallas, ya que está siendo implantado en un escenario adverso, donde sectores que se oponen al gobierno revolucionario han visto la pérdida absoluta de prebendas y accionares, que le permitían disfrutar de una renta petrolera apalancada en la satisfacción de las necesidades de bienes, obras y servicios especializados y de características de elite.

Aunque Venezuela y PDVSA ejercen la soberanía y el control sobre los recursos petroleros, y conducen la operación petrolera, con sujeción a las leyes nacionales, también tienen que avanzar en la Plena Soberanía Económica, la cual involucra el desarrollo y control no sólo de la tecnología y las competencias requeridas, sino

también de un tejido industrial y de servicios conexos, en un ambiente alineado con las políticas del modelo socialista venezolano.

Debido al avance logrado en la consecución de este objetivo se vienen generando tensiones entre los actores privados existentes, foráneos y nacionales, y PDVSA, que en un escenario tan adverso económicamente y de precios deprimidos podrían evolucionar en una potencial Guerra Económica. Dado esto, PDVSA busca desarrollar una estrategia de avance hacia la Plena Soberanía Económica.

II. Áreas de Desempeño

1. Resultados Económicos

1.1. Estados Consolidados de Resultados

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.

PDVSA, como Corporación integrada verticalmente, desarrolla operaciones de exploración y producción de crudo y gas natural en Venezuela aguas arriba y lleva a cabo operaciones de refinación, mercadeo, transporte de crudos y productos terminados y procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural aguas abajo no sólo en Venezuela, sino también en el Caribe, 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 Venezuela, PDVSA participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional.

En la Sección 6 de este informe, se presenta mayor información y detalles sobre los proyectos y programas sociales financiados con aportes de PDVSA.

A continuación se presenta el cuadro de los Estados Consolidados de Resultados por los años terminados al 31 de diciembre de 2009-2001:

Nota: Estos estados consolidados de resultados, junto con el resto de los estados financieros, sus notas revelatorias y el dictamen de los contadores públicos independientes, se publican por separado y pueden ser obtenidos a través de la página Web de PDVSA (www.pdvsa.com)

Estados Consolidados de Resultados por los años terminados de 2009-2001 (MMUS\$)

	MMUS\$								
	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001
Ingresos Totales	74.996	126.364	96.242	99.252	82.915	62.242	46.210	42.312	45.786
Gastos de Operación	16.435	17.285	14.958	14.779	14.034	13.181	9.659	9.110	10.882
Aportes y Contribuciones para el Desarrollo Social									
Aportes para el Desarrollo Social	2.937	2.326	7.341	13.784	6.909	1.242	249	-	-
Contribuciones al FONDEN	577	12.407	6.761	6.855	1.525	-	-	-	-
Total Activos	149.601	131.832	106.894	80.529	70.365	61.847	55.935	54.137	55.960
Patrimonio	74.389	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929	38.095	37.433	36.697
Total Pasivos	75.212	60.319	50.832	27.426	23.270	19.918	17.840	16.704	19.263

Comentarios sobre los Principales Indicadores

Ingresos Totales

La disminución de los ingresos totales de PDVSA fue de 51.368 millones de dólares, 41% por debajo de los ingresos del año 2008 pasando de 126.364 millones de dólares en 2008 a 74.996 millones de dólares en el año 2009, debido principalmente al efecto de la disminución de los precios del petróleo.

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, y una disminución en los costos de honorarios profesionales en virtud de la contratación directa de los trabajadores de las empresas expropiadas. En cuanto a los gastos de refinación del sector internacional se observa una disminución 677 de millones de dólares pasando 3.115 millones de dólares en el 2008 a 2.438 millones de dólares en el 2009. Esta reducción se debe principalmente a la disminución de los costos de refinación de CITGO, en este año originado por la caída de la demanda de productos refinados en el mercado internacional.

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 explicaciones en la sección 6 de este informe).

Total Activos

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 originado por programas de inversión para trabajos de perforación, mantenimiento mayor, sistemas eléctricos, tendidos de tuberías, reacondicionamiento y adecuación de pozos, así como ampliación e infraestructura, destinados a mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el plan de negocios de la Corporación.

Durante el año 2009, PDVSA a través de sus filiales por razones estratégicas, según lo establecido en la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (LOREBSCAPH), la Ley

Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos (LORMICL) y la Ley de Expropiación por Causa de Utilidad Pública o Social (LECUPS), asumió el control de los activos asociados a estas operaciones, reconociendo como parte de las adiciones en propiedades, plantas y equipos, 1.041 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA se encuentra en proceso de negociación de estos activos con las partes involucradas.

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 6.697 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 la sociedad anónima Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN) para apoyar el financiamiento de actividades no petroleras realizadas por 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.

Composición/Detalle del Patrimonio de PDVSA

MMUS\$	2.009	2.008	2.007	2.006	2.005	2.004	2.003	2.002	2.001	2.000	1.999	1.998
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 Minoritarios	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

Total Pasivos

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 (20%) 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:
 - Anticipo convenios de suministro.
 - Acumulaciones contratistas.
 - Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro.

2. Ambiente

La política de PDVSA en materia ambiental e higiene ocupacional, está fundamentada en los principios de la prevención, la participación activa, la corresponsabilidad, la cooperación de los diferentes actores, la evaluación como proceso continuo, la integración, las decisiones fundamentadas en la información y la responsabilidad global. Estos principios son el punto de partida de una gestión comprometida con la conservación ambiental y social en armonía con un desarrollo sustentable y productivo de las actividades de la industria.

Los lineamientos de esta política, permiten orientar la gestión de ambiente e higiene ocupacional en los Negocios y Filiales, donde se debe garantizar una gestión democrática, participativa y protagónica, con discusiones permanentes para una mejora continua. Asimismo, con el cumplimiento de los objetivos estratégicos y lineamientos se logra proyectar a la Nueva PDVSA como una institución respetuosa del ambiente y garante de un desarrollo sustentable que promueve la visión comunitaria del ambiente dentro del proceso revolucionario de la República Bolivariana de Venezuela, en esta misma línea, nuestros negocios internacionales como CITGO también demuestran su compromiso con el ambiente, cumpliendo con las regulaciones ambientales, del país donde se realizan las operaciones.

Para llevar adelante esta gestión se establecieron ocho lineamientos estratégicos presentados en la siguiente tabla:

2.1 Líneas Estratégicas Referidas a la Política Ambiental

LÍNEA ESTRATÉGICA	OBJETIVO
<i>COMPROMISO CON LA POLÍTICA AMBIENTAL, DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO DEL ESTADO VENEZOLANO.</i>	Avanzar en la corresponsabilidad de la Corporación con las políticas definidas por los órganos rectores del Estado Venezolano en las materias de ambiente, seguridad y salud en el trabajo.
<i>GESTIÓN AMBIENTAL Y DE HIGIENE OCUPACIONAL ARTICULADA CON NEGOCIOS Y FILIALES.</i>	Avanzar en la integración funcional y operativa de la gestión AHO con todos los Negocios y Filiales
<i>COMPROMISOS CON LOS PROYECTOS ESTRATÉGICOS DE DESARROLLO SOCIALISTA.</i>	Evaluar, diseñar, innovar, establecer y monitorear esquemas y metodologías de trabajo en los principales proyectos estratégicos de nuestra industria, que conlleve o contribuya a mejorar procesos bajo un enfoque de desarrollo socialista, ecológico y preventivo en materia de riesgos ocupacionales.
<i>OPERACIONES Y PROYECTOS CON MÍNIMO IMPACTO AMBIENTAL Y OCUPACIONAL.</i>	Promover operaciones y proyectos con mínimo impacto ambiental y ocupacional.
<i>PARTICIPACIÓN COLECTIVA PARA LOGRAR CONDICIONES Y AMBIENTES DE TRABAJO CONTROLADOS.</i>	Fortalecer la participación de trabajadores y trabajadoras para lograr condiciones y medio ambiente de trabajo controlados.
<i>SALDAR LA DEUDA AMBIENTAL.</i>	Acelerar la recuperación ambiental de espacios afectados por la actividad petrolera.
<i>CULTIVOS DE VALORES ÉTICOS AMBIENTALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL SOCIALISMO ECOLÓGICO.</i>	Elevar los niveles de conciencia del colectivo petrolero y comunidades vecinas en la visión de lo ambiental como un hecho político.
<i>IMPULSO AL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS COMPLEMENTARIAS.</i>	Promover el uso y aprovechamiento de energías complementarias.

2.1.1. Compromiso con la política ambiental de seguridad y salud en el trabajo del Estado venezolano

PDVSA, se ha avocado a la tarea de coordinar y llevar a cabo un conjunto de acciones, tanto a nivel corporativo como operacional, para cumplir con el marco legal nacional, a fin de garantizar la ejecución y desarrollo de los diferentes proyectos en armonía con el ambiente, la salud y condiciones de trabajo de sus trabajadores y trabajadoras, así como de las comunidades vecinas, en este sentido los logros han sido los siguientes:

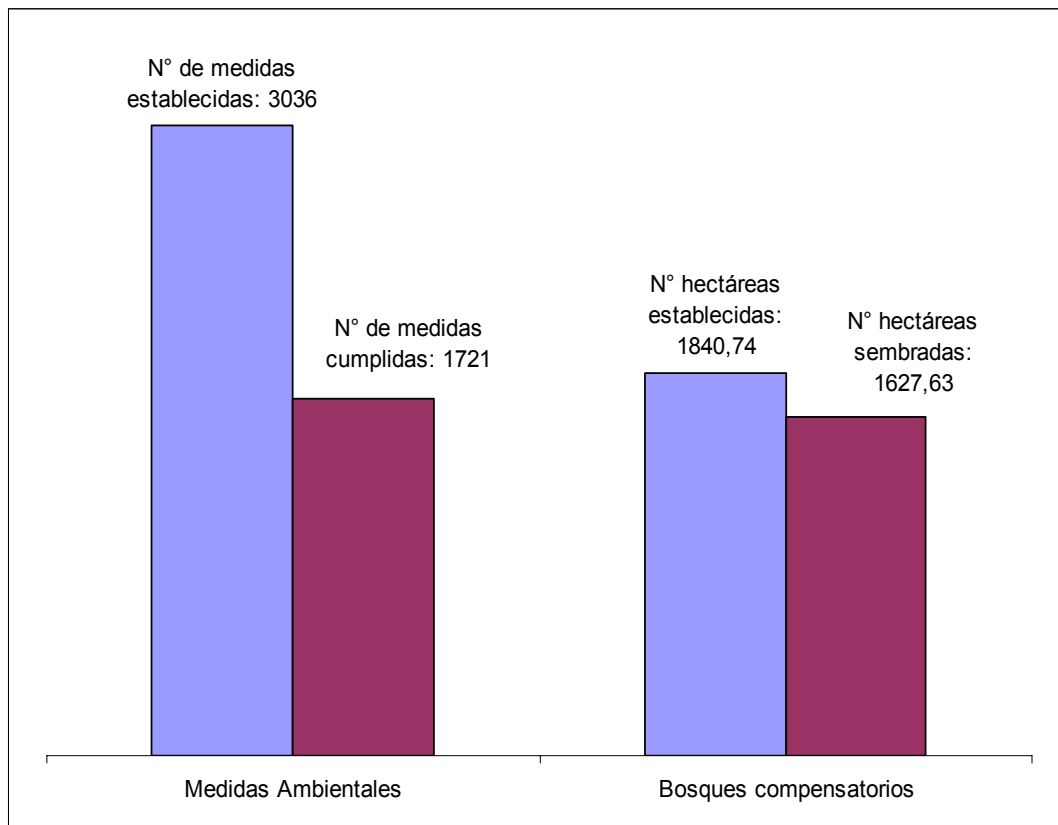
Proceso Autorizatorio

Todos los nuevos proyectos realizados por la Corporación fueron debidamente autorizados por el órgano rector en materia ambiental. Hasta octubre del 2009 se realizaron 289 Estudios de Impacto Ambiental y Sociocultural (EIAS), se obtuvieron 22 Autorizaciones de Ocupación del Territorio (AOT) y un total de 371 Autorizaciones de Afectación a los Recursos Naturales (AARN) tal como lo establece la Ley.

De estas autorizaciones otorgadas se desprenden una serie de medidas ambientales de cumplimiento obligatorio. Durante el presente año de 3.036 medidas de carácter preventivo, mitigante y de restauración, establecidas para dar cumplimiento en tres años, se cumplieron un total de 1.721. Así mismo, entre estas medidas ambientales destaca los denominados bosques compensatorios, donde se estipula el número de hectáreas de bosques que deben ser sembradas para resarcir o compensar el impacto ocurrido sobre las áreas naturales producto del desarrollo de los proyectos. Sobre esta base durante el presente año se sembraron un total de 1.627,6 hectáreas con especies vegetales arbóreas y autóctonas de un total de 1.840,8 hectáreas de la meta inicial, lo cual representó un cumplimiento del 88% del compromiso adquirido con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.

En el siguiente gráfico se indican el total de medidas ambientales ejecutadas y de bosques compensatorios, establecidos de acuerdo a lo aprobado en las autorizaciones ambientales.

Total de medidas ambientales ejecutadas y de bosques compensatorios establecidos de acuerdo a lo aprobado en las autorizaciones ambientales



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

A fin de asegurar el fiel cumplimiento de las medidas ambientales se ha establecido una Fianza Ambiental Global, que es un instrumento el cual respalda con un monto de 93.023.255,8 dólares las medidas ambientales establecidas por el ente rector. Como parte del proceso autorizador para la ejecución de actividades y proyectos, se han comprometido ante el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, 242 fianzas ambientales por un monto de 14.112.410,7 dólares.

Procedimientos Sancionatorios, Administrativos y Penales

Durante la ejecución de nuestras operaciones se pueden producir situaciones o desviaciones que configuren un incumplimiento al marco jurídico ambiental, generando la toma de acciones por parte de entes del Estado con competencia en esta materia, tales como: el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MPPA), Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos (INEA), Ministerio del Poder Popular para La Energía y El Petróleo (MPPEP), entre otros. En este sentido, la

Corporación a través del trabajo conjunto entre las Gerencias de Ambiente y Consultoría Jurídica, han cumplido con todas las exigencias para el cierre del 94% de los casos pertenecientes al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y el 90% de los casos del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.

Convenios o Alianzas Estratégicas

Con el objetivo de coordinar y facilitar los procesos y flujo de información, PDVSA establece alianzas estratégicas con diferentes organismos e instituciones del Estado como son: el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, Universidades Nacionales, Institutos Autónomos o adscritos a Ministerios, Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales (INPSASEL), entre otros, a través de convenios de cooperación u otras figuras.

Dentro de estas relaciones interinstitucionales, destaca la constitución de Mesas Técnicas con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, donde hasta el momento ha sido posible establecer las siguientes: Proyecto Socialista Orinoco, de Refinerías y Petroquímica, de Costa Afuera y el presente año, la Mesa Técnica Agrícola. Vale acotar que mediante este instrumento de discusión y trabajo, es factible conocer los proyectos desarrollados en estas áreas estratégicas, abordar problemas específicos y avanzar en los compromisos ambientales a través de las autorizaciones correspondientes.

Además del MPPA, PDVSA mantiene convenios o alianzas estratégicas con más de 15 organizaciones entre las cuales figuran Fundaciones e Institutos de Investigación y Desarrollo, Universidades, Ministerios e Institutos adscritos, entre otros.

En cuanto a las alianzas en materia de prevención, condiciones y medio ambiente de trabajo, actualmente existe un Convenio de Cooperación entre PDVSA y el INPSASEL, el cual permite que el Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo a nivel Corporativo, del cual forma parte la gerencia de Higiene Ocupacional, solvente con la directiva de la INPSASEL los diferentes aspectos vinculados a la aplicación de la LOPCYMAT.

Adicionalmente, en las diferentes instalaciones de PDVSA se han incorporado personas con alguna discapacidad, lo cual se encuentra alineado con la Política del Estado Venezolano y como lo establece la Ley de Integración de Personas con

Discapacidad promulgada en el año 2008. En este sentido, un total de 44% de las instalaciones cuentan con personas con Discapacidad, calificadas por el Programa de Atención en la Salud para las Personas con Discapacidad (PASDIS), institución adscrita al Ministerio Popular para la Salud. Del total de trabajadores y trabajadoras con discapacidad, el 37% están certificadas por el Consejo Nacional de Atención Integral a la discapacidad (CONAPDIS), institución adscrita al Ministerio del Poder Popular para las Comunas y Protección Social. Desde un punto de vista de la adecuación de puestos de trabajo, donde se incorporan los elementos de Higiene Ocupacional, un 43% reportan haberlos adecuados a éstos trabajadores y trabajadoras.

En el ámbito internacional, CITGO mantiene un acuerdo voluntario con la EPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norteamérica) y las Agencias Ambientales Estatales de Louisiana, Nueva Jersey, Georgia e Illinois, dentro del marco de la iniciativa de la EPA sobre las refinerías. También, firmó el Decreto de Acuerdo de Revisión de Nuevas Fuentes con la EPA y las agencias reconocidas, comprometiéndose con la reducción de emisiones atmosféricas de dióxido de azufre (SO₂) y de óxidos de nitrógeno (NO_x). El Decreto de Acuerdo también compromete al mejoramiento de los programas para la reducción de aquellas emisiones las cuales no pueden ser desviadas a través de un ventilador, chimenea, u otro sistema funcional de disposición de emisiones (emisiones fugitivas), así como de benceno en cada una de las Refinerías de CITGO.

2.1.2. Gestión ambiental y ocupacional articulada con negocios y filiales

Con el objetivo de fortalecer la integración tanto funcional como operativa de la gestión ambiental y ocupacional, se han desarrollado y puesto en marcha mecanismos de coordinación que permiten la formación e intercambio de conocimientos y experiencias, así como el seguimiento y control de los planes y políticas en los diferentes negocios y filiales de la Corporación. En este sentido, en el 2009 se inició este proceso con la ejecución de un taller de lecciones aprendidas sobre la gestión ambiental desarrollada en la Faja Petrolífera del Orinoco en los últimos años, así como el asesoramiento en materia ambiental y ocupacional en las operaciones desarrolladas en Ecuador, República Dominicana y otras islas del Caribe donde se desarrollan actividades de la Industria.

En relación a Higiene Ocupacional, con el fortalecimiento y cierre de brechas del personal técnico, se ha avanzado, en la identificación de peligros tanto por puesto

de trabajo como por instalación. Asimismo, con el apoyo y el acompañamiento por parte de la Gerencia de Higiene Ocupacional a los supervisores de los trabajadores y trabajadoras, quienes a su vez son los responsables de la notificación de riesgos, se ha logrado informar al 66% de la población de trabajadores y trabajadoras de la industria de los riesgos y peligros en las instalaciones, de igual manera han logrado la notificación del 55% de los trabajadores y trabajadoras en sus puestos de trabajo.

2.1.3. Compromisos con los proyectos estratégicos de desarrollo Socialista

PDVSA mediante el desarrollo de Plan Siembra Petrolera, viene ejecutando diferentes proyectos a nivel nacional. En el 2009, sobre la base de la magnitud de los proyectos y la sensibilidad social y ambiental de las áreas donde éstos se desarrollan, se ha hecho hincapié en el desarrollo gasífero Costa Afuera, la producción, mejoramiento y refinación de crudos extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco (Proyecto Socialista Orinoco) y los proyectos de ampliación de la Refinería El Palito y Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz.

Plan Estratégico Ambiental del Proyecto Socialista Orinoco (PSO)

El Proyecto Socialista Orinoco (PSO), impulsa el desarrollo de un modelo productivo socialista, que busca convertir a Venezuela en una potencia energética mundial, mediante la producción, mejoramiento y refinación de las reservas de crudo extra pesado presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, cumpliendo así con las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013 “Simón Bolívar”. Sin embargo, los retos que desde el punto de vista ambiental surgen de este desarrollo han sido una prioridad para PDVSA, para minimizar los efectos negativos que podrían producirse sobre los ecosistemas presentes en esa zona del país.

El instrumento que ha desarrollado la Corporación con el objeto armonizar el desarrollo petrolero y la conservación ambiental, lo constituye el Plan Estratégico Ambiental del Proyecto Socialista Orinoco. La misión del Plan es lograr el desarrollo armónico del crecimiento económico petrolero y no petrolero, la equidad social y la sustentabilidad, mediante la protección, conservación y el manejo integral de los recursos naturales a través de la prevención, mitigación y control de los impactos que puedan generarse durante la implementación de los proyectos.

El Plan está estructurado en 8 grandes programas: 1. Estudios de Línea Base, 2. Visualización para opciones de ubicación de instalaciones, 3. Conservación ambiental y desarrollo sustentable, 4. Educación ambiental, 5. Formación técnica en materia de ambiente, 6. Planificación y control ambiental petrolero, 7. Planificación y control ambiental no petrolero, 8. Investigación y desarrollo. El mismo cuenta con el visto bueno del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente y forma parte de la Evaluación Ambiental Estratégica y Ordenación del Territorio que adelanta ese ministerio con la participación de otros ministerios y organizaciones gubernamentales y no gubernamentales, dentro de las cuales se encuentran: Ministerio del Poder Popular para la Planificación y Desarrollo, Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, Ministerio del Poder Popular para las Industrias Básicas y Minerías, Ministerio del Poder Popular para las Obras Públicas y Viviendas, Ministerio del Poder Popular para Ciencia, Tecnología e Industrias Intermedias, Instituto Nacional de Espacios Acuáticos, Instituto Nacional de Canalizaciones, Corporación Venezolana de Guayana, entre otros.

Programas del Plan Estratégico Socioambiental del Proyecto Socialista Orinoco



Proyectos mayores de refinación

Actualmente de acuerdo al Plan Siembra Petrolera, se están desarrollando los proyectos de ampliación de la Refinería El Palito y el de Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz, con el objeto de procesar volúmenes de crudo más pesados y producir gasolinas y diesel con menores niveles de azufre, a fin de que nuestros productos den cumplimiento a los estándares internacionales.

Para el presente año, se ha avanzado a nivel de la Mesa Técnica de Refinación, en la presentación ante el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, del Plan de Gestión Ambiental de la Refinería Puerto La Cruz, y la aprobación por parte del ente rector de los Términos de Referencia (TDR) de dicho proyecto, para poder elaborar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) correspondiente.

En cuanto al proyecto de Expansión de la Refinería El Palito, de la misma manera se ha actualizado el Plan de Adecuación Ambiental y se ha elaborado los Términos de Referencia (TDR), los cuales serán entregados a comienzos del año entrante al Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.

Como un elemento a destacar, durante el presente año se puso en práctica varios talleres orientados a la mejora continua y a la minimización de impactos ambientales en el diseño de los proyectos de ampliación de las Refinerías actuales y de nuevos complejos de Refinación y de Mejoramiento de Crudo a ejecutarse en la Faja Petrolífera del Orinoco. Estos talleres denominados Lecciones Aprendidas, permitieron intercambiar opiniones entre las empresas mixtas de la Faja y Mejoradores del Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui (CIJAA) y los ingenieros de los nuevos proyectos, haciendo énfasis en los aspectos de uso del recurso agua, reutilización y tratamiento de efluentes líquidos, monitoreo y control de emisiones atmosféricas, y manejo de materiales peligrosos recuperables y desechos peligrosos.

Costa Afuera

El área geográfica donde se insertan los proyectos de Costa Afuera comprende más de 580.000 Km² de Mar Territorial y la Zona Económica Exclusiva, de los cuales 2.696 Km² son de costa sobre el Mar Caribe, 1.270 Km² corresponden a más de 300 islas y cayos, además de 900.000 Km² en el Delta del Orinoco sobre el frente Atlántico.

En el 2009 PDVSA, demostró el avance sobresaliente de la gestión ambiental en sus operaciones Costa Afuera a través del desarrollo del “Proyecto de Inyección de Desechos” llevado adelante de manera sinérgica entre Exploración y Producción Costa Afuera y las Empresas Mixtas Petrosucre y Petrolera Paria. Esta técnica ambientalmente amigable permitirá manejar de manera segura los desechos sólidos y efluentes de perforación, disminuyendo los riesgos operacionales, ambientales y socio-económicos. A la fecha se ha logrado la identificación de 3 arenas receptoras en el campo Corocoro, bajo la operación de la Empresa Mixta Petrosucre, con las características necesarias para la potencial recepción de los fluidos de perforación procedentes de las operaciones petroleras marino-costeras que se desarrollen en la región oriental del país. Asimismo, se ha logrado la caracterización física y energética de los horizontes, la elaboración de las especificaciones técnicas de los equipos requeridos y la definición de los procesos de inyección.

Simulación de la programación de fluido a inyectar en arena receptora del Campo Corocoro, Año 2009



Aunado a lo anterior, el presente año PDVSA, inició la elaboración del Plan Maestro Ambiental Costa Afuera, el cual presenta un avance del 90% en su formulación y contempla todos los proyectos de gran escala a ejecutar por PDVSA en el espacio marino-costero de la República Bolivariana de Venezuela. Este plan

ha sido formulado sobre la base de la información generada mediante el desarrollo de un conjunto de estudios ambientales realizados en el espacio marino-costero y tiene como objetivo orientar el desarrollo de las acciones de carácter ambiental antes, durante y después de la ejecución de cada proyecto.

Como logro adicional, este año se reactivó la Mesa Técnica Ambiental Costa Afuera, espacio de intercambio en el cual interactúan los diferentes actores gubernamentales y no gubernamentales, involucrados en la gestión ambiental de las operaciones hidrocarburíferas en Costa Afuera, y cumple con la finalidad de agilizar las decisiones, aportar soluciones a requerimientos y fortalecer el intercambio de saberes y lecciones aprendidas asociadas a la gestión ambiental en Costa Afuera.

Después de trabajar durante varios años con diversas agencias y gobiernos sobre varias opciones, CITGO escogió donar la isla de Petty, al estado de Nueva Jersey y continuar con sus esfuerzos para conservar su medioambiente y su rica vida animal y vegetal. Además de donar la propiedad, CITGO se comprometió con la donación de 3 millones de dólares adicionales, de los cuales 2 millones de dólares serán usados para el mantenimiento y financiamiento de parte de los esfuerzos de restauración y remediación de la Isla, como lo es la preparación del terreno para el reestablecimiento de vegetación en el área, el suministro de árboles y otras especies vegetales y sistemas de irrigación entre otros. El monto restante de 1 millón de dólares, será usado para la construcción y establecimiento de un centro de educación ambiental.

La diversidad de la flora y fauna en la Isla Petty, así como el valor histórico y cultural del área son abundantes. El sitio también alberga una variedad de vida natural, incluyendo especies de animales en peligro de extinción, que incluye águilas, venados, reptiles y peces. El legado histórico de la Isla se remonta hasta los inicios de la historia norteamericana como el lugar donde sucedieron los primeros asentamientos coloniales. Basados en el significativo valor del área, activistas sociales y ambientales durante la última década han pedido que la Isla sea designada como "Patrimonio Histórico Nacional", mientras promueven su conservación y restauración con el propósito de educación ambiental.

2.1.4. Operaciones y proyectos con mínimo impacto ambiental y ocupacional

La gestión de Ambiente e Higiene Ocupacional de la Corporación, lleva a cabo estrategias y acciones enfocadas a la minimización de los impactos que se desprenden de las actividades propias de exploración, producción y transporte de hidrocarburos y gas, las cuales se presentan a continuación:

- Evaluación ambiental y de higiene ocupacional.
- Desempeño ambiental y de higiene ocupacional.
- Seguimiento y control ambiental y de higiene ocupacional.
- Investigación y desarrollo en materia ambiental y ocupacional.
- Normas y procedimientos en ambiente e higiene ocupacional.

Evaluación Ambiental y de Higiene Ocupacional

La evaluación ambiental tiene como finalidad definir y caracterizar las condiciones actuales tanto ambientales como sociales, presentes en las áreas donde se visualiza el desarrollo de nuevos proyectos o en aquellas áreas intervenidas donde se visualiza alguna expansión o desarrollo, permitiendo la identificación de opciones ambientalmente adecuadas y sustentables.

En función de lo antes expuesto, se han desarrollado 8 estudios de Línea Base Socioambiental a diferentes escalas de precisión, con una inversión de 1.085.420 dólares, abarcando un área de 5.604 Km²

Por otro lado, se han llevado a cabo otros 20 estudios ambientales específicos con la finalidad de obtener información básica, actualizada y detallada, los cuales abarcaron un área de 3.065 Km² con una inversión de 1.735.388 dólares.

Estudios de línea base socio-ambiental y estudios socioambientales por área de estudio y recursos invertidos PDVSA Año 2009

Estudios	Cantidad	Áreas de estudio (Km ²)	Total invertido (Bs)	Total invertido (US\$)
Estudios de línea base socioambiental	8	5.604	2.333.654	1.085.420
Estudios socioambientales	20	3.065	3.731.085	1.735.388
TOTAL	28	8.669	6.064.739	2.820.808

Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según negocios y filiales 2009

De igual manera en el área de higiene ocupacional, se evaluaron 309 agentes de peligro (ruido, radiaciones ionizantes, calor, iluminación, ventilación, gases y vapores tóxicos, biológicos, condiciones disergonómicas, etc.), lo cual representa el 41% de los agentes identificados previamente y en virtud de que los trabajadores deben estar enterados de los resultados de esos estudios por expreso mandato legal, el 54% de los trabajadores y trabajadoras han sido notificados de tales resultados.

Se reporta igualmente para el presente año, un programa de ergonomía participativa, en los negocios y filiales, experiencia ésta que ha permitido corregir las condiciones disergonómicas presentes, desde la experiencia y los saberes de los trabajadores y trabajadoras, así como un programa de identificación de factores de riesgo psicosocial, únicos en las empresas públicas y privadas de Venezuela.

Desempeño Ambiental y de Higiene Ocupacional

Recursos destinados a la gestión ambiental

Durante el período en evaluación, los recursos económicos destinados a la gestión ambiental ascendieron a 43.637.115 dólares, sin incluir los planes de adecuación ambiental de las instalaciones, y aquellos proyectos dedicados al aprovechamiento del gas natural quemado o venteado.

En esta misma línea CITGO realizó una inversión total de 264.565.000 dólares para mantener sus instalaciones en condiciones óptimas de operatividad, cumpliendo con las normas y regulaciones de salud, prevención y ambiente.

Inversión en Desempeño Ambiental por área de atención en PDVSA

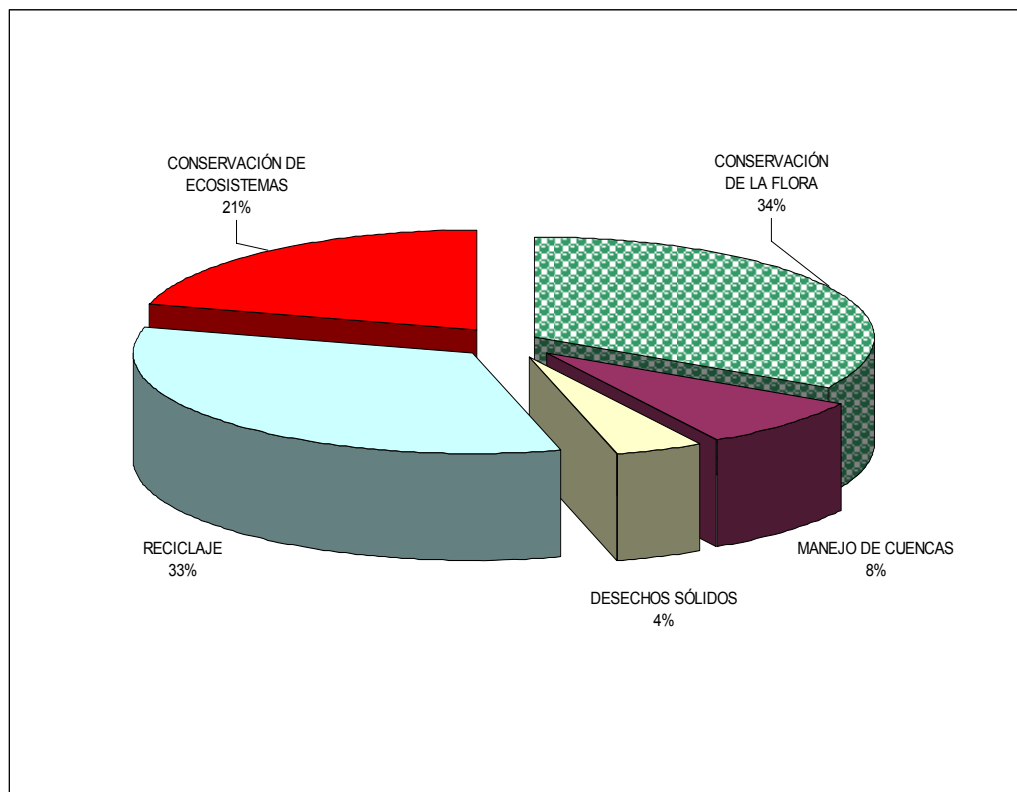
Año 2009

Desempeño Ambiental	Montos US\$
Control Saneamiento y Restauración por Fugas, Filtraciones y Derrames	41.743.994
Programas y Proyectos de Conservación Ambiental	1.327.572
Programas de Monitoreo de los Recursos Naturales	474.098
Control de Emisiones Atmosféricas	91.451
Total PDVSA	43.637.115

Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

En el área de la conservación ambiental se ha realizado un total de 24 proyectos por un monto de 1.327.571,70 dólares. En el gráfico que se muestra a continuación, se puede observar que el 35% de los proyectos están relacionados con actividades propias de reforestación, las cuales no están asociadas a ninguna medida compensatoria, el 33% con programas de reciclaje de papel, cartón y cartuchos de tóner, y el restante 33% de los proyectos que están enfocados al manejo de cuencas, conservación de ecosistemas y al manejo de desechos sólidos urbanos. En este período, cabe destacar que las actividades propias de reforestación (conservación de la flora) y conservación de ecosistemas, tuvo una inversión de 957.674,41 dólares, que representa el 72% del monto total gastado en el 2009 por la Corporación en el área de conservación ambiental.

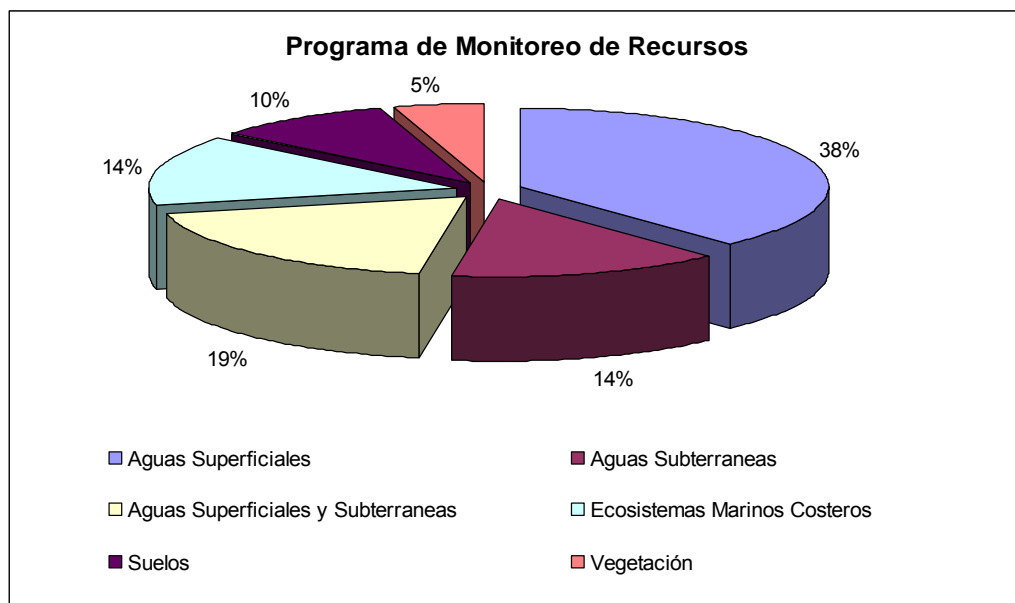
Distribución porcentual de Proyectos de Conservación Ambiental por área de Interés en PDVSA, Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

En el 2009, los Negocios y Filiales invirtieron 474.098 dólares, en la ejecución de 21 programas de monitoreo de recursos naturales, de los cuales el 71% de los programas fueron para aguas superficiales y subterráneas, recuperación de suelos y conservación de ecosistemas y el 29% restante orientado al monitoreo de ecosistemas marinos costeros, suelos y vegetación, todo esto se observa en el siguiente gráfico.

Distribución porcentual de Programas de monitoreo por recursos naturales en PDVSA durante el Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Eventos no deseados con afectación ambiental

La correcta gestión de los derrames y la minimización de los mismos son áreas prioritarias para PDVSA. Si bien los datos de derrames que se incorporan en el balance se han preparado basados en la mejor información disponible, PDVSA ha decidido no incluir este indicador dentro de alcance de la revisión del Balance, al considerar que pueden ser objeto de mejora. Por tanto se plantea como un objetivo, el mejorar los sistemas de información de los datos de derrames a fin de incorporarlos formalmente dentro de los Criterios, para la elaboración del Balance de la Gestión Social y Ambiental de años futuros.

En el 2009 durante el período enero–octubre, ocurrieron un total de 8.124 derrames, fugas y filtraciones en cuerpos de agua y tierra, los cuales fueron atendidos en un 100%, siendo el volumen derramado de 182.232,79 barriles de crudo, afectando un área aproximada de 101,80 Ha.

La atención de estos eventos permitió la recuperación de 98.014,94 de barriles de crudo, equivalente al 54% del volumen total derramado, y el saneamiento y restauración de 86.34 hectáreas, equivalente al 85% del área total afectada.

Manejo de efluentes líquidos

A fin de cumplir con lo establecido en las normas para la clasificación y el control de la calidad de los cuerpos de agua y vertidos o efluentes líquidos, los Negocios y Filiales deben realizar caracterizaciones físico-químicas de manera trimestral a 260 puntos de descarga al ambiente de efluentes líquidos tratados, puntos estos que incluyen vertidos de efluentes de plantas de tratamientos de aguas industriales y servidas en refinerías y patios de tanques, plantas de tratamiento de aguas de producción, plantas de tratamiento de aguas servidas en muelles y embarcaciones, y descargas de efluentes de plantas portátiles en taladros de perforación. En este sentido en el presente año, Al mes de octubre, se realizaron un total de 207 caracterizaciones, de las cuales el 53% presentaron resultados que reflejan el cumplimiento de los parámetros exigidos en esta normativa.

Calidad del Aire

Con el fin de evaluar el posible impacto de las actividades operacionales de la industria sobre las comunidades aledañas, 6 organizaciones de PDVSA llevaron a cabo el seguimiento de la calidad del aire, en el perímetro de sus áreas operacionales en el período de enero a octubre del 2009.

Las organizaciones que ejecutaron estos estudios de calidad de aire emplearon 23 estaciones para evaluar contaminantes como Dióxido de Nitrógeno (NO₂), Dióxido de Azufre (SO₂), Monóxido de Carbono (CO), Sulfuro de Hidrogeno (H₂S) y Partículas Totales Suspendidas (PTS), Ozono y Plomo, entre otros. De un total de 84 contaminantes monitoreados entre todas las estaciones, sólo 6 contaminantes presentaron valores por encima del máximo permitido de acuerdo a la legislación ambiental vigente.

CITGO continúa realizando esfuerzos para reducir la generación de desechos y emisiones contaminantes del aire como lo reporta la Comisión de Calidad Ambiental de Texas (TCEQ). La reducción de emisiones es una prioridad, cuyos resultados pueden verse durante el período de 2000 a 2008 (los datos oficiales

de 2009 aún no se han publicado) en la continua reducción de los niveles de benceno, compuestos orgánicos volátiles y de dióxido de azufre de acuerdo a la medición realizada en las estaciones de monitoreo aéreo ubicadas alrededor de la refinería.

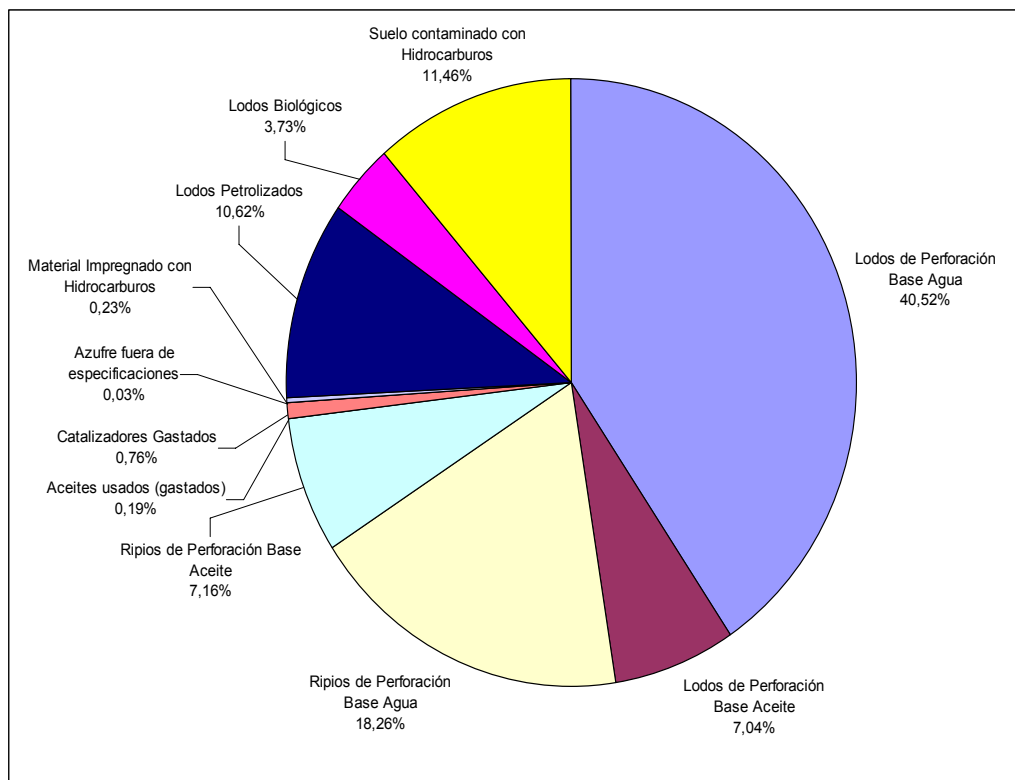
Particularmente, un logro importante en la refinería Lemont es la reducción en las emisiones a la atmósfera provenientes de los mechurrios. Esto se ha logrado a través de cambios en los equipos, así como en los procedimientos. Se han instalado compresores de recuperación de gas en los sistemas de quemadores para recuperar el gas y reutilizarlo dentro de la refinería. Grupos de empleados han mejorado también los procedimientos para minimizar la cantidad de material que se envía al sistema de quemado tanto durante las operaciones normales como cuando las unidades están apagadas para mantenimiento. El mechurrio de la refinería se mantiene fuera de operación durante más del 99% del tiempo.

Manejo de Desechos

La correcta gestión de los desechos y la minimización de los mismos son áreas prioritarias para PDVSA. Si bien los datos de desechos que se incorporan en el balance se han preparado basados en la mejor información disponible, PDVSA ha decidido no incluir este indicador dentro del alcance de la revisión, al considerar que pueden ser objeto de mejora. Por tanto se plantea como un objetivo, el mejorar los sistemas de información de los datos de desechos a fin de incorporarlos formalmente dentro de los Criterios para la elaboración del Balance de la Gestión Social y Ambiental de años futuros.

En PDVSA el 73% del total de desechos generados por volumen en el 2009, corresponden a lodos y ripios de perforación base aceite y base aguas, y el 27% ($\frac{V}{V}$) restante lo constituyen desechos tales como, aceites usados (gastados), catalizadores gastados, azufre fuera de especificaciones, Material Impregnado con Hidrocarburos, Lodos Petrolizados, Lodos Biológicos y Suelo contaminado con Hidrocarburos. En el siguiente gráfico se muestra la distribución porcentual en volumen de los principales tipos de desechos generados por PDVSA en el año 2009.

Distribución porcentual en volumen de los principales tipos de desechos generados por PDVSA en el Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

En la siguiente tabla, se puede observar las cantidades de los principales desechos generados, almacenados y tratados por la actividad petrolera del 2009 y su respectivo porcentaje de almacenamiento, tratamiento, y disposición respecto al volumen total generado en el año.

En el 2009, PDVSA generó un total de 753.323,68 m³ de sus principales corrientes de desechos, de los cuales 549.782,41 m³ son de las actividades de exploración y producción. En relación al volumen total, el 56% ($\frac{V}{V}$) de los desechos generados fueron tratados y dispuestos de forma adecuada, el 34% ($\frac{V}{V}$) está en proceso de tratamiento y el restante 10% ($\frac{V}{V}$) se encuentra almacenado para su posterior tratamiento y disposición.

Cantidades de desechos peligrosos generados y tratados por PDVSA Año 2009

Tipo de desecho	Unid	Cantidades				Porcentaje en la actividad de Manejo (%)		
		Generado	Almacenado	En tratamiento	Tratado/Dispuesto	Almacenado	En Tratamiento	Tratado Dispuesto
Lodos de Perforación Base Agua	m ³	305.244,49	8.916,53	89.975,87	206.351,99	2,92	29,48	67,60
Lodos de Perforación Base Aceite	m ³	53.015,27	1.917,20	5.718,00	45.380,07	3,65	9,90	86,45
Ripios de Perforación Base Agua	m ³	137.554,46	5.160,90	92.787,86	39.606,00	3,75	67,46	28,79
Ripios de Perforación Base Aceite	m ³	53.968,20	6.495,68	30.825,08	16.647,44	12,04	57,12	30,85
Sub Total desechos de Perforación (m³)		549.782,41	22.490,30	219.306,81	307.985,50	4,09	39,89	56,02
Aceites usados (gastados)	m ³	1.464,67	389,34	55,50	1.019,47	26,58	3,79	69,60
Catalizadores Gastados	m ³	5.695,69	5.286,09	-	410,00	92,81	-	7,20
Azufre fuera de especificaciones	m ³	218,49	218,49	-	-	100,00	-	-
Material Impregnado con Hidrocarburos	m ³	1.747,14	1.149,91	15,88	581,30	65,82	0,91	33,27
Lodos Petrolizados	m ³	80.004,00	3.810,00	584,00	75.610,00	4,76	0,73	94,51
Lodos Biológicos	m ³	28.063,00	2.333,00	-	25.730,00	8,31	-	91,69
Suelo contaminado con Hidrocarburos	m ³	86.348,28	37.907,71	36.300,00	12.140,50	43,90	42,04	14,06
Sub total otros desechos (m³)		203.541,27	51.094,54	36.955,38	115.491,27	25,10	18,16	56,74
Total (m³)		753.323,68	73.584,84	256.262,19	423.476,77	9,77	34,02	56,21

Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009.

En el caso de los desechos de perforación, la tendencia es similar a la observada en el total de la Corporación, donde se trataron y dispusieron el 56% ($\frac{V}{V}$), mediante procesos físico químicos de separación, esparcimiento en suelo y biotratamiento; el 40% ($\frac{V}{V}$), está en proceso de tratamiento y el restante 4% se encuentra almacenado de forma temporal. En relación al volumen no tratado de los demás desechos, la situación es igual, los mismos se encuentran almacenados de manera temporal en sus respectivas áreas operacionales para su posterior tratamiento.

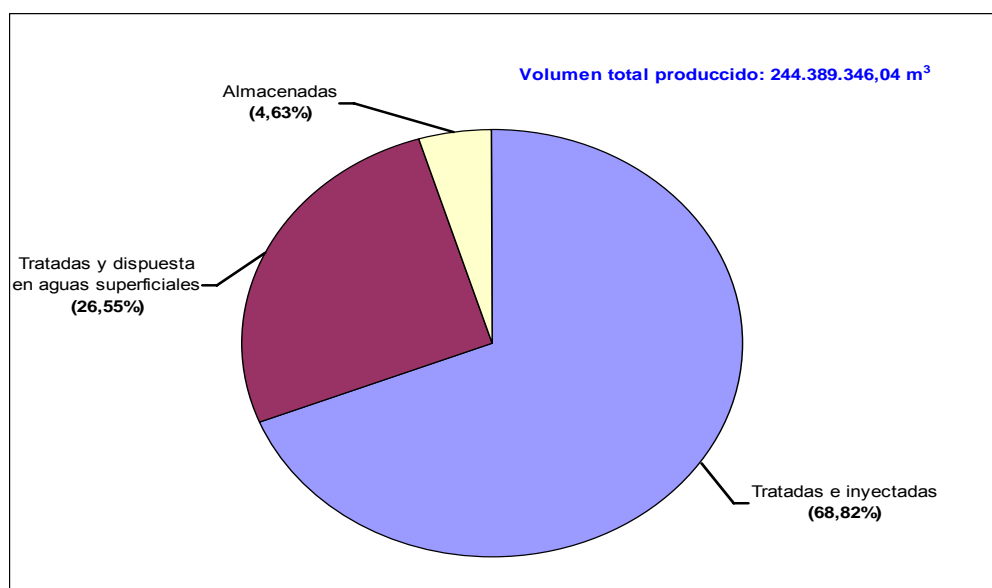
Es importante señalar que los altos niveles de tratamientos obtenidos en la gestión de lodos petrolizados y biológicos está relacionado a su reutilización en el ciclo de enfriamiento del coque en los Mejoradores del Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui, donde se trataron el 95% y 92% ($\frac{V}{V}$), de estas clases de desechos.

Aguas de Producción

Hoy en día más de la mitad de la producción mundial de petróleo se logra gracias a la inyección de agua en los yacimientos, siendo éste el principal método de recuperación secundaria.

En este sentido, las aguas de producción obtenidas durante la extracción del crudo, este año llegaron a la cantidad de 244.389.346,04 m³. En el siguiente gráfico, se puede observar que el 66% ($\frac{V}{V}$), del volumen total generado, equivalente a 168.186.794,46 m³, fue previamente tratado tal como lo exige la normativa ambiental para su inyección en pozos de recuperación secundaria y yacimientos petrolíferos no aprovechables. El 27% ($\frac{V}{V}$), equivalente a 64.878.624,30 m³, fue tratado y descargado en cuerpos de aguas superficiales, y el 5% restante, equivalente a 11.323.927,28 m³ fue almacenado en tanques mientras se espera para tratar e inyectar, o descargar en fosas seleccionadas para tal fin.

Disposición final de las aguas de producción según PDVSA, Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Planes de Adecuación

A los fines de adecuar las instalaciones petroleras a la normativa legal vigente en el país, se requiere presentar; Planes de Adecuación Ambiental al Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, donde se plasmen los compromisos en tiempo y recursos para poner a tono las instalaciones con las exigencias ambientales en materia de desechos, emisiones y efluentes. En este sentido, durante el 2009, se han adelantado en 33 instalaciones PDVSA, la cantidad de 15 Planes de Adecuación Ambiental conforme a las leyes y normas ambientales venezolanas. De estos planes, cinco corresponden a adecuaciones en emisiones atmosféricas, seis relacionadas a efluentes líquidos y cuatro planes a desechos peligrosos, contemplando una inversión en varios años de 133.671.905,1 dólares. En la siguiente tabla se observa la inversión en planes de adecuación ambiental según tipo, PDVSA, año 2009.

Inversión en planes de adecuación en materia ambiental

Planes de adecuación	Cantidad	*Monto a invertir (Bs)	Monto a invertir (US\$)
En emisiones atmosféricas	5	207.411.280	96.470.362
En efluentes líquidos	6	65.209.008	30.329.771
En desechos peligrosos	4	14.774.308	6.871.771
TOTAL	15	287.394.596	133.671.905

Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009.

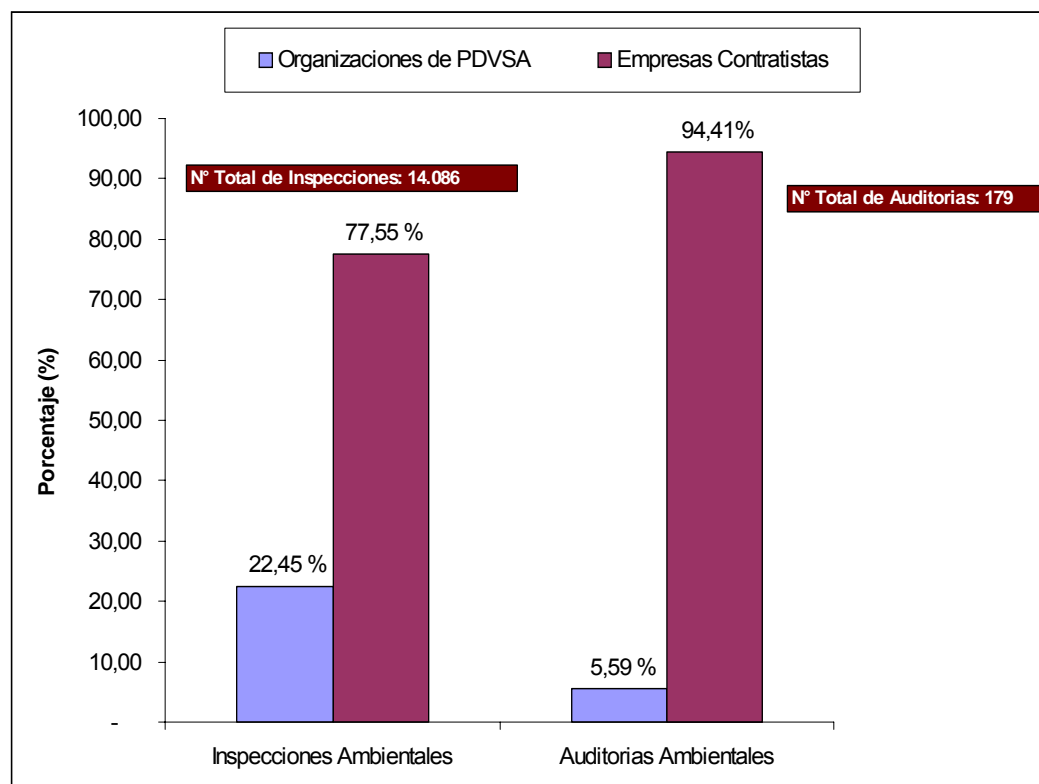
* Corresponde al monto a ser invertido entre el 2006-2012

Seguimiento y Control Ambiental y de Higiene Ocupacional

Como herramientas en el seguimiento, control y detección de desviaciones ambientales en los negocios y filiales de PDVSA, se desarrollaron auditorias e inspecciones ambientales. Tal como se puede observar en el gráfico que se anexa a continuación, en el período enero a octubre del 2009, se ejecutaron un

total de 14.086 inspecciones ambientales a organizaciones de PDVSA y empresas contratistas, para las cuales se emplearon 57.541 horas-hombre. De estas inspecciones el 78% fueron realizadas a empresas contratistas, donde se corrigieron un total de 3.849 desviaciones, mientras que en las organizaciones de PDVSA auditadas se lograron revertir un total de 2.095 desviaciones.

Inspecciones y auditorías ambientales en instalaciones de PDVSA y empresas contratistas



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Así mismo, con el fin de mantener una mejora continua de la gestión ambiental en las áreas operacionales, mediante el cumplimiento de lo establecido en la normativa técnica, se realizaron auditorías internas por parte de nuestro personal de ambiente y, auditorías externas por empresas. Dentro de estas auditorías se incluyeron las empresas contratistas y subcontratistas que prestan servicio a PDVSA.

En este sentido, también se puede observar en el gráfico anterior, que durante el periodo se ejecutaron 179 auditorías a las instalaciones de PDVSA y empresas contratistas, donde se invirtieron un total de 3.360 horas-hombre en su

ejecución. El 94% de estas auditorías se realizaron a las empresas contratistas de PDVSA, donde se detectaron un total 918 oportunidades de mejoras, de las cuales se logró implementar aproximadamente el 77%. El 6% restante de las auditorías se llevaron a cabo a organizaciones de PDVSA, en las cuales se identificaron 70 oportunidades de mejora y se implementaron el 54%. En cuanto a CITGO cabe mencionar que en las tres refinerías se cumplieron al 100% los programas de auditorías ambientales internas planificadas para el 2009.

En cuanto al ambiente de trabajo de PDVSA de las diferentes instalaciones, edificios, galpones, comedores, entre otros, las inspecciones realizadas por los equipos de higiene ocupacional alcanzaron un total de 1.578 inspecciones y 329 auditorías en los aspectos de higiene ocupacional, actividad de control que permitió verificar el cumplimiento de 399 recomendaciones en función de las desviaciones detectadas. Esta última cifra sólo representa el 11% del cumplimiento de las recomendaciones emitidas, ya que gran parte de las mismas están incluidas en futuras paradas de plantas y/o atienden a la aprobación de un presupuesto y a la estructura organizacional en competencia.

En CITGO el grupo de Higiene ejecuta evaluaciones ergonómicas del sitio de trabajo, evaluación de ruidos, medición de exposición a sustancias químicas, y evaluación de factores físicos estresantes, incluyendo la exposición al ruido excesivo, vibración y temperaturas extremas. Estas actividades ayudan a asegurar un ambiente de trabajo seguro y saludable para los empleados, contratistas y visitantes de CITGO y minimiza el número de reclamos por enfermedad y lesiones asociados con exposiciones en el sitio de trabajo.

Investigación y Desarrollo en Materia Ambiental y Ocupacional

Con la finalidad de impulsar la soberanía tecnológica de nuestro país, PDVSA, sus Negocios, Filiales y Empresas Mixtas impulsaron el desarrollo de 54 proyectos orientados a la investigación en materia de manejo de aguas de producción, sistemas de inyección de agua y desechos, biorremediación de áreas impactadas, transporte de crudo y manejo de desechos peligrosos. Estos proyectos están siendo conducidos por 15 organizaciones, con una inversión financiera estimada de 20.749.361,9 dólares y una dedicación de 54.383 horas de su recurso humano. Entre estos proyectos se pueden mencionar:

- Construcción de vialidad y localización petrolera utilizando ripios encapsulados con la tecnología Endrill® / REMA. Prueba piloto en el Norte de Monagas.
- Inyección de ripios en pozo profundo del Campo Corocoro.
- Desarrollo y mejoramiento de adsorbentes sólidos como secuestrantes reversibles de gases.
- Técnicas moleculares para la producción de metabolitos celulares, de interés para la industria petrolera.
- Evaluación del uso de aguas de producción para la generación de vapor.

Por otra parte, PDVSA, se encuentra desarrollando 6 sistemas informáticos para el registro y procesamiento de información ambiental relativa al manejo de desechos, atención de derrames, información meteorológica, entre otros, con una inversión estimada de 6.457.920 dólares. Actualmente, se encuentran funcionando 2 sistemas informáticos para el registro y procesamiento de información ambiental, como es el caso de las estaciones automáticas de calidad de aire en el Complejo Industrial José Antonio Anzoátegui y el sistema RESAC (Registro y Seguimiento de Acciones Correctivas y Preventivas) aplicado en el área corporativa y operacional de la Empresa Mixta Petrocedeño, Normas y procedimientos en Ambiente e Higiene Ocupacional.

Normas y procedimientos en Ambiente e Higiene Ocupacional

A través de las Comisiones de Normas Técnicas de Ambiente y de Higiene Ocupacional, durante el año 2009 se discutieron, revisaron y elaboraron las siguientes normas:

Normas Revisadas:

- HO-H-03 "Evaluaciones Técnicas de Higiene Ocupacional".
- SI-S-17 " Conformación y Funcionamiento de los Comités de Seguridad y Salud Laboral".

Normas elaboradas:

- HO-H-22 "Programa de Seguridad y Salud en el Trabajo".

- HO-H-25 “Guía para la Manipulación de Alimentos”.
- HO-H-26 “Guía para la notificación de factores psicosociales negativos”.
- HO-H-27 “Guía para la identificación y abordaje de los factores psicosociales”.

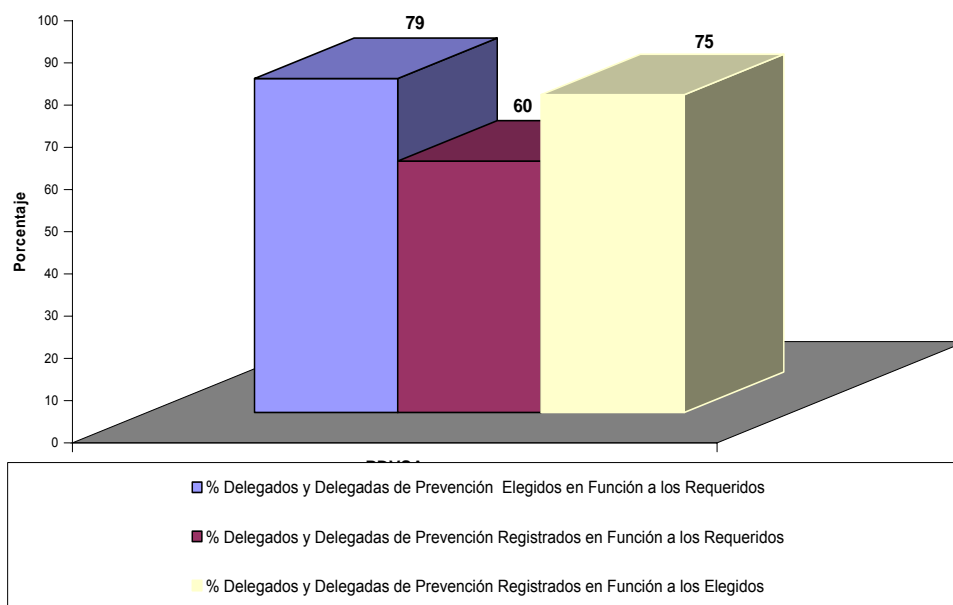
2.1.5. Participación colectiva para lograr condiciones y ambientes de trabajo controlados

En PDVSA se han generado procesos de formación, información e intercambio de conocimientos, saberes y experiencias, dirigido a los trabajadores y trabajadoras, supervisores y gerentes, tanto en forma individual y colectiva, para intentar suministrar a los trabajadores y trabajadoras en su globalidad, el poder de hacer, de ser y sentirse con un mayor control de las situaciones, generando así espacios, instancias o estrategias que permiten que la organización para, por y con los trabajadores y trabajadoras, puedan establecer acciones de control sobre sus condiciones y medio ambiente de trabajo; en especial las relativas a la Seguridad y Salud Laboral, a través de la participación de todos y todas. Sobre este marco se han desarrollado los siguientes aspectos:

- Organización Social para la gestión de la Salud y la Seguridad.
- Conformación de cuerpo de Delegados y Delegadas de Prevención.

Los trabajadores y trabajadoras de PDVSA han elegido 1.496 Delegados y Delegadas de Prevención que corresponde al 79% de los que se requieren como se observa en el gráfico siguiente, siendo estos los responsables de la vigilancia de las condiciones de trabajo y de la verificación de sus mejoras. De ellos el 75% están registrados ante el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales (INPSASEL).

Distribución de Delegados y Delegadas de Prevención (DDP) de los Negocios, Filiales y Empresas de PDVSA, Año 2009

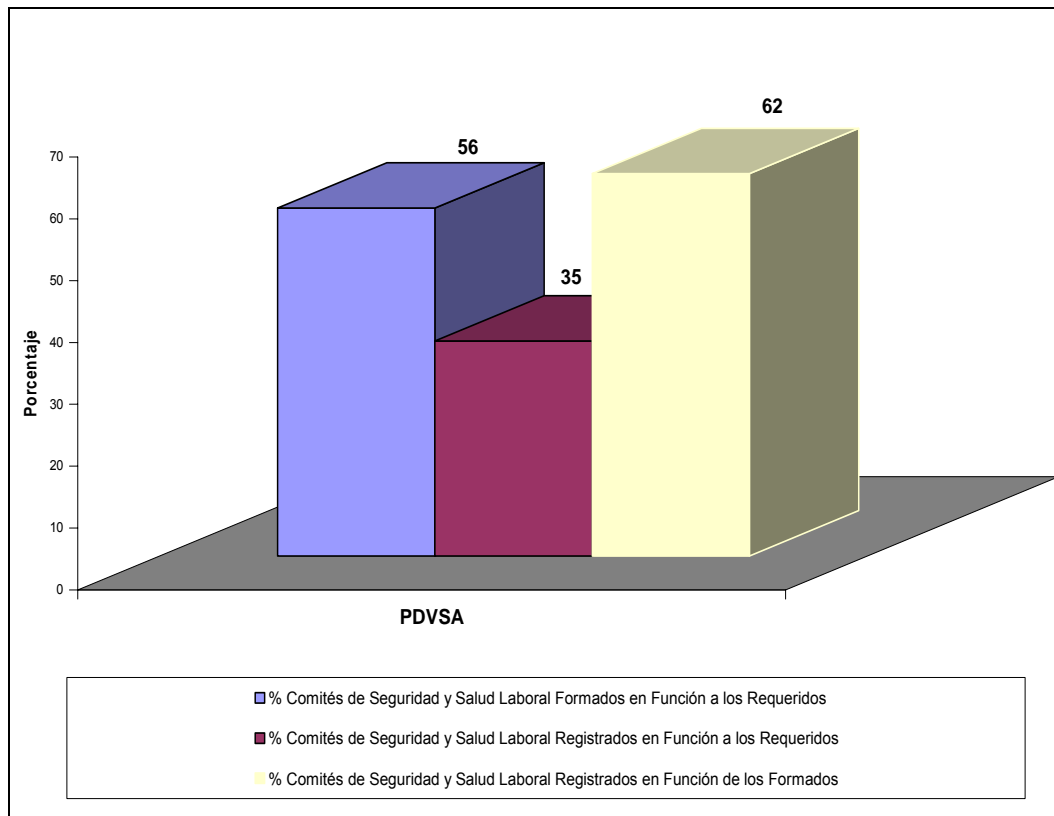


Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Comité de Seguridad y Salud Laboral (CSSL)

Se han conformado el 56% de los Comités de Seguridad y Salud Laboral requeridos en toda PDVSA y, de ellos, sólo el 62% de los conformados se han registrado en el Instituto de Prevención, Seguridad y Salud Laborales (INPSASEL), tal como lo señalamos en el gráfico siguiente.

Comités de Seguridad y Salud Laboral de los Negocios, Filiales y Empresas de PDVSA, Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Los Servicios de Seguridad y Salud en el Trabajo (SSST)

Debe estar conformado por profesionales de diferentes disciplinas en el área de Seguridad y Salud en el Trabajo (Higiene Ocupacional, Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Calidad de Vida y Relaciones Laborales) funciones estas que tienen como objeto la promoción de la salud y bienestar del trabajador, generando una serie de acciones para la prevención y vigilancia de las mejores condiciones de las instalaciones y puestos de trabajo.

El avance a diciembre 2009, es de 17 de los 78 requeridos, esto incluye el Servicio Corporativo, que tiene un carácter estratégico y gerencial. Ahora bien, el Instituto Nacional de Seguridad en Seguridad y Salud Laboral (INPSASEL), quien es el órgano rector de la materia no está realizando el registro de los Servicios de Seguridad en el Trabajo, por lo que solo se ha sometido a su consideración un 6% de los conformados.

Programa de Seguridad y Salud Laboral (PSSL)

Una de las funciones del Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo (SSST), es la elaboración del Programa de Seguridad y Salud Laboral (PSSL) en cada organización, Negocio y Filial. A la fecha solo el 21% de nuestros Negocios Filiales y Empresas Mixtas lo han elaborado, lo cual se traduce en 8 programas a nivel nacional.

2.1.6. Saldar la deuda ambiental

Durante el año 2009 se realizaron avances importantes en cuanto al saneamiento de fosas, procesos de caracterización, segregación e identificación de pasivos ambientales, actualización de los inventarios e identificación de necesidades de mejora en los controles necesarios sobre la Reserva Económica de Pasivos Ambientales.

En respuesta al compromiso asumido dentro del marco del Plan Siembra Petrolera de saldar la deuda ambiental adquirida hasta el 2009, se determina la necesidad de ampliar este período y en este sentido se logra reimpulsar las actividades dirigidas al saneamiento de fosas, recuperación de crudo, restauración de áreas impactadas por la actividad petrolera y manejo y disposición final de desechos peligrosos.

Inventario de pasivos ambientales

Con el avance de las actividades de identificación de pasivos ambientales, las cuales forman parte de los procesos de validación y cuantificación del Inventario de los pasivos ambientales, acumulados por décadas en los Negocios y Filiales de la Corporación, se concluyó en reunión del Comité Técnico de Pasivos Ambientales, la necesidad de incluir nuevos tipos de pasivos que no se encuentran contemplados en la clasificación actual. Esta actividad se desarrollará en el marco del Comité Técnico Corporativo de Pasivos Ambientales.

Se determinó la necesidad de excluir del Grupo III la clasificación de Desmantelamiento de Pozos ya que este pasivo ambiental cuenta con una

Provisión Contable específica para el desarrollo y ejecución de las actividades de saneamiento de este tipo de pasivo ambiental. En la siguiente tabla se indican los grupos y tipos de pasivos ambientales de PDVSA.

Grupos y Tipos de Pasivos Ambientales de PDVSA Año 2009

Grupos de Pasivos	Tipos de Pasivos por Grupo	
Grupo I: Fosas, lodos y crudo fuera de especificación	1.1.-	Fosas de hidrocarburos
	1.2.-	Centros de acopio de ripios abandonados
	1.3.-	Sitios temporales de disposición de lodos
	1.4.-	Material petrolizado apilado
	1.5.-	Préstamos contaminados con hidrocarburos
	1.6.-	Lodos petrolizados
	1.7.-	Lodos con Tetraetilo de Plomo (TEP)
	1.8.-	Lodos petroquímicos orgánicos, con bario, mercuriales y otros
	1.9.-	Crudos fuera de especificaciones
Grupo II: Materiales y Desechos Peligrosos	2.1.-	Químicos, trazadores y catalizadores gastados o vencidos
	2.2.-	Bifenilos policlorados (BPC's) y otros Contaminantes Orgánicos Persistentes (COP's)
	2.3.-	Dispersantes Gastados o Vencidos
	2.4.-	Asbesto
	2.5.-	Coque fuera de especificación
	2.6.-	Aceites y lubricantes usados
	2.7.-	Baterías
	2.8.-	Azufre fuera de especificaciones
	2.9.-	Tamices moleculares
	2.10.-	Antracita
	2.11.-	Arcillas, arenas, entre otros
Grupo III: Instalaciones y Equipos Abandonados y a Desmantelar	3.1.-	Instalaciones e Infraestructuras abandonadas y por desmantelar
	3.2.-	Corredores de ductos abandonados y a desmantelar
	3.3.-	Equipos abandonados y a desmantelar
	3.4.-	Chatarras
	3.5.-	Tanques de estaciones de servicios (E/S) propias, surtidores, bombas sumergibles y cisternas abandonadas y a desmantelar
Grupo IV: Áreas impactadas por actividad petrolera (suelos, agua, vegetación, ABRAE's)	4.1.-	Lago de Maracaibo, Bahía Amuay, Bahía Pozuelo, Faja Petrolífera del Orinoco, ABRAE impactadas y región Costa Afuera
	4.2.-	Suelos contaminados por eventos operacionales
	4.3.-	Cuerpos de agua naturales superficiales y subterráneos
	4.4.-	Suelo y subsuelo de sitios de almacenamiento temporal de materiales y desechos peligrosos sin protección
	4.5.-	Ecosistemas de sabana, morichales, ríos
	4.6.-	Muelles, entre otros
Grupo V: Fuentes Radiactivas en desuso	5.1.-	Estos materiales/equipos requieren un tratamiento especial, por lo cual es necesario la capacitación del personal para apoyar su manejo y gestión.

Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional

Control y Seguimiento de la Reserva Económica de Pasivos Ambientales

Respecto a los recursos económicos para la ejecución de los proyectos de saneamiento de pasivos ambientales de Negocios y Filiales, se cuenta con

montos autorizados en la Reserva de Pasivos Ambientales que aseguran financieramente a todos los que cumplen con el protocolo de acceso a la misma, la ejecución de los diferentes planes operativos y proyectos para cada uno de los Negocios y Filiales durante el año 2009, en materia de saneamiento y restauración ambiental.

La Reserva Económica de Pasivos Ambientales se ajusta periódicamente en cada cierre contable establecido por la Dirección Ejecutiva de Finanzas. Este ajuste corresponde a la actualización de los montos asociados a las actividades de saneamientos presentadas en los Planes Operativos Anuales de cada Negocio y Filial.

Los negocios de Exploración y Producción de Oriente y Occidente, concentran la mayor asignación de recursos económicos asociada a la presencia de un porcentaje de “Pasivos Ambientales”, con respecto al resto del país, representados por las “Fosas de Producción” y/o “Fosas de lodos Petrolizados”.

Avances en el saneamiento de las Fosas de Producción y/o Fosas con lodos Petrolizados

A continuación se presenta el resumen de los avances en los procesos de saneamiento de pasivos ambientales por cada Negocio y Filial.

Inventario de Fosas Saneadas y por Sanear

Negocio / Filial	FOSAS SANEADAS 2001-2009										TOTAL DE FOSAS	TOTAL DE FOSAS SANEADAS	TOTAL DE FOSAS A SANEAR	FOSAS A SANEAR TOTAL 2007 - 2012
	A/A	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009				
EyP Oriente	223	400	862	107	204	117	300	82	138	526	10.890	2.959	7.931	7.931
EyP Occidente	0	11	0	0	0	0	0	0	0	8	346	19	327	346
EyP Cto.Sur	0	16	30	5	0	0	3	12	0	4	107	70	37	37
TOTAL PDVSA Petróleo	223	427	892	112	204	117	303	94	138	538	11.343	3.048	8.295	8.314
PDVSA - Gas	0	0	0	0	0	12	77	79	112	113	2.291	393	1.898	1.898
TOTAL FILIALES	0	0	0	0	0	12	77	79	112	113	2.291	393	1.898	1.898
CVP											309	0	309	309
PARCIAL / AÑO	223	427	892	112	204	129	380	173	250	651	13.943	3.441	10.502	10.521
TOTAL/ACUM.2001-2012	223	650	1.542	1.654	1.858	1.987	2.367	2.540	2.790	3.441				

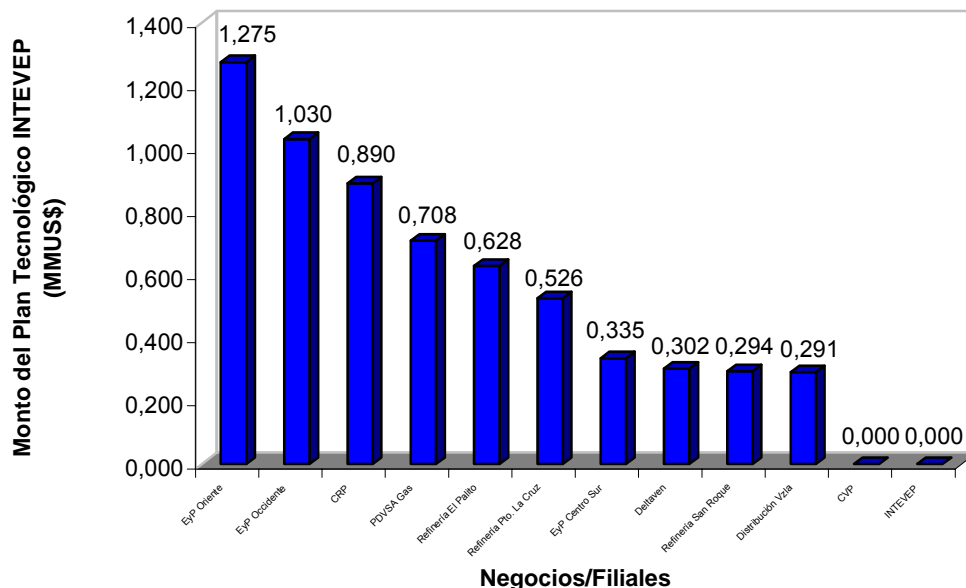
Fuente: Gerencia de Saneamiento y Restauración, Negocios y Filiales.

En el ámbito internacional la filial CITGO invirtió en el saneamiento de pasivos de los grupos I, II, IV, un total de 82.6 millones de dólares, en las operaciones de Refinación (Lake Charles, Corpus Christi, Lemont,) Terminales (CITGO, PdVMR) Detal (CITGO,PdVMR) y Poliductos.

Desarrollo de nuevas propuestas para el manejo de los pasivos ambientales

Respecto al Programa de Apoyo Tecnológico para el Saneamiento de los Pasivos Ambientales, de los Negocios y Filiales de PDVSA, que se desarrolla conjuntamente con INTEVEP, S.A. con el propósito de favorecer el desarrollo tecnológico propio y la transferencia tecnológica, desde la Reserva Económica de Pasivos Ambientales y visualizado con base a los planes, programas y proyectos de saneamiento de los negocios y filiales, se muestra en el siguiente gráfico, los montos asignados para cada Negocio y Filial.

Montos asignados en la Reserva Económica de Pasivos Ambientales para el Plan Tecnológico INTEVEP, S.A. Año 2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según negocios y filiales 2009

Elaboración de especificaciones técnicas y procedimientos homologados aplicables a los planes de saneamiento integral de fosas

Durante el 2009, se realizaron Mesas Técnicas para la homologación de los criterios de estimación de costos asociados a los Saneamientos de Fosas Petroleras, así como para la elaboración de un documento que unifique a nivel nacional, los requerimientos exigidos en la presentación de los Planes de Saneamiento al Ministerio del Poder Popular para el Ambiente. A tal fin, ya existen 3 Documentos Homologados de carácter preliminar tanto para los requerimientos correspondientes a la presentación de los Planes de Saneamiento de este Ministerio, así como de Especificaciones Técnicas para el saneamiento de las fosas petrolizadas, y para la recuperación de crudo de fosas.

2.1.7. Cultivos de valores éticos ambientales para la construcción del socialismo ecológico

El Desarrollo Sustentable es un concepto que abarca un desarrollo integral del ciudadano, es decir su desarrollo social, económico y la conservación del medio natural que hace posible su existencia. Es por ello que hablamos de un desarrollo donde no prevalezca únicamente lo económico sino, que logre un balance adecuado de lo social y lo ambiental permitiendo una mejora en su calidad de vida.

Esta visión implica un concepto marcadamente diferente a la visión capitalista donde priva lo económico y la acumulación de riqueza como única referencia para medir “felicidad” y “éxito” del individuo y de la sociedad. La sociedad consumista, que fomenta el modelo de desarrollo capitalista, nos convierte en máquinas cuya principal función es la de producir dinero para adquirir cada vez más bienes y servicios que a su vez devoran todos los recursos naturales y humanos necesarios para incrementar la producción al más bajo costo. El resultado al final es la explotación descontrolada de los recursos. Es por ello que todo lo referente al ambiente es un tema definitivamente con implicaciones políticas.

El desarrollo de los pueblos está vinculado estrechamente al uso de la energía y los combustibles fósiles como principal fuente para abastecer la creciente demanda. El desarrollo sustentable se traduce en asumir nuevas conductas en

cuanto al consumo y uso de los recursos incluyendo, entre otros, el uso racional de la energía.

En concordancia con lo anterior, PDVSA ha ido desarrollando progresivamente un conjunto de acciones enmarcadas al cambio de conducta y aptitud de los trabajadores y trabajadoras, y habitantes de las comunidades vecinas, a fin de favorecer la sustentabilidad del desarrollo de nuestro país, incluyendo cambios en la manera de interpretar los procesos productivos de la industria petrolera nacional. Entre estas actividades tenemos:

Educación Ambiental y Red de Educación Ambiental

La educación ambiental estuvo orientada al desarrollo de acciones destinadas a estimular y/o consolidar una cultura socio-ambiental integral a todos los niveles de la Corporación y áreas de influencia social directa, con el objetivo de elevar los niveles de conciencia del colectivo petrolero y comunidades vecinas, en la visión de lo ambiental como hecho político.

En tal sentido, durante el 2009 participaron 42.000 personas en actividades de educación ambiental, de las cuales 13.000 correspondieron a trabajadores(as) de PDVSA (voluntarios actuales de la Red de Educación Ambiental), y 29.000 a comunidades, grupos organizados y consejos comunales.

Tanto trabajadores(as) de PDVSA como comunidades, grupos organizados y consejos comunales participaron en: 29.244 actividades de información/divulgación (Ponencias socioambientales, programas de radio, jornadas ambientales, presentación de videos ambientales y eventos/foros), 2.683 actividades de formación (Talleres/cursos áreas no petroleras, educación ambiental, ambiente y visitas guiadas a instalaciones de PDVSA) y 186 actividades de intercambio de experiencias (Reuniones y eventos comunidades-PDVSA).

Así mismo, se desarrolló una campaña ambiental a partir de la elaboración y distribución de 28.490 trípticos/folleto/boletines contentivos de información ambiental con los cuales se llegó a 61.000 personas aproximadamente; todo ello apoyado por 175 programas de radio sobre temas socioambientales. Estos aspectos comunicacionales fueron reforzados a partir de la creación y puesta en funcionamiento de dos herramientas electrónicas comunicacionales para la

enseñanza virtual referida a temas socioambientales a trabajadores de PDVSA: la primera fue la “Biblioteca Virtual REA” (\\ccscam02\Biblioteca Virtual REA) y la segunda fue el blog electrónico: <http://pdvrea.blogspot.com>.

Por otro lado, las actividades de información/divulgación y formación estuvieron apoyadas desde la Red de Educación Ambiental (REA) a partir de la ejecución en diferentes áreas/negocios/filiales de un total de 14 talleres sobre “Educación Ambiental en la Práctica” en donde participaron 280 trabajadores(as) de PDVSA (AIT, PCP, AHO, Tecnología, Proyectos Mayores, Desarrollo Social, Calidad de Vida, Jurídico, Propiedades, Seguridad industrial, entre otros) cuyo objetivo fue facilitar herramientas de trabajo para el diseño, desarrollo e implementación de proyectos de educación ambiental que adaptados al contexto local contribuirían a la mejora del ambiente y la calidad de vida de los trabajadores(as) involucrados(as). Igualmente, desde la REA se desarrollaron 11 ponencias referidas a temas ambientales y a las líneas estratégicas de la Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional, en donde participaron 300 trabajadores(as) de PDVSA.

Todo lo antes expuesto fue posible gracias a la inversión de 123.433 bolívares y de 125.288 horas-hombre como se observa en el próximo gráfico. Dentro de los impactos positivos generados por las actividades de educación ambiental están:

- En comunidades aledañas a PDVSA: Temas sobre conservación del agua, uso de biofertilizantes, reforestación de áreas comunes, manejo adecuado de desechos y su reciclaje, maximizar el ahorro energético, autogestión comunitaria.
- En trabajadores y trabajadoras de PDVSA: Temas sobre operaciones con mínimo impacto socioambiental, red de educación ambiental como herramienta para la búsqueda de soluciones a problemas sociambientales, mejoramiento de las condiciones ambientales locales y manejo seguro de desechos.

En CITGO funciona el “Comité Ecológico de CITGO”, con la finalidad de promover programas y actividades de conservación ambiental, para los empleados y sus instalaciones. El Comité se encarga de implementar varios proyectos para conservar energía, reducir desechos, prevenir la contaminación y

disminuir la huella del impacto ambiental de la Compañía en su totalidad. Además, el Comité ha implementado actividades educacionales para promover la reducción de fuentes de contaminación y el reciclaje entre los empleados. En 2009, estos programas incluyeron una “Feria Ambiental” ofreciendo un número de servicios comunitarios disponibles para apoyar a los empleados en acciones “ecológicas”; también, implemento los “Almuerzos con Bolsas Ecológicas” para intercambiar información sobre el ahorro de energía y actividades que contribuyan a preservar el ambiente. CITGO también ha implementado un programa sobre reciclaje de papel, latas de aluminio y plásticos.

Adicionalmente, en el 2009 se implementó la primera campaña de reciclaje de equipos electrónicos en la sede corporativa en Houston, Estados Unidos. Los empleados aportaron equipos electrónicos obsoletos o fuera de funcionamiento para reciclar. A su vez, las refinerías llevaron a cabo una campaña de reciclaje de desechos peligrosos donde participaron empleados y miembros de la comunidad. También se dictó un curso de entrenamiento en la rehabilitación de la vida natural para ayudar a entrenar voluntarios sobre las técnicas adecuadas para limpiar animales del contacto con hidrocarburos.

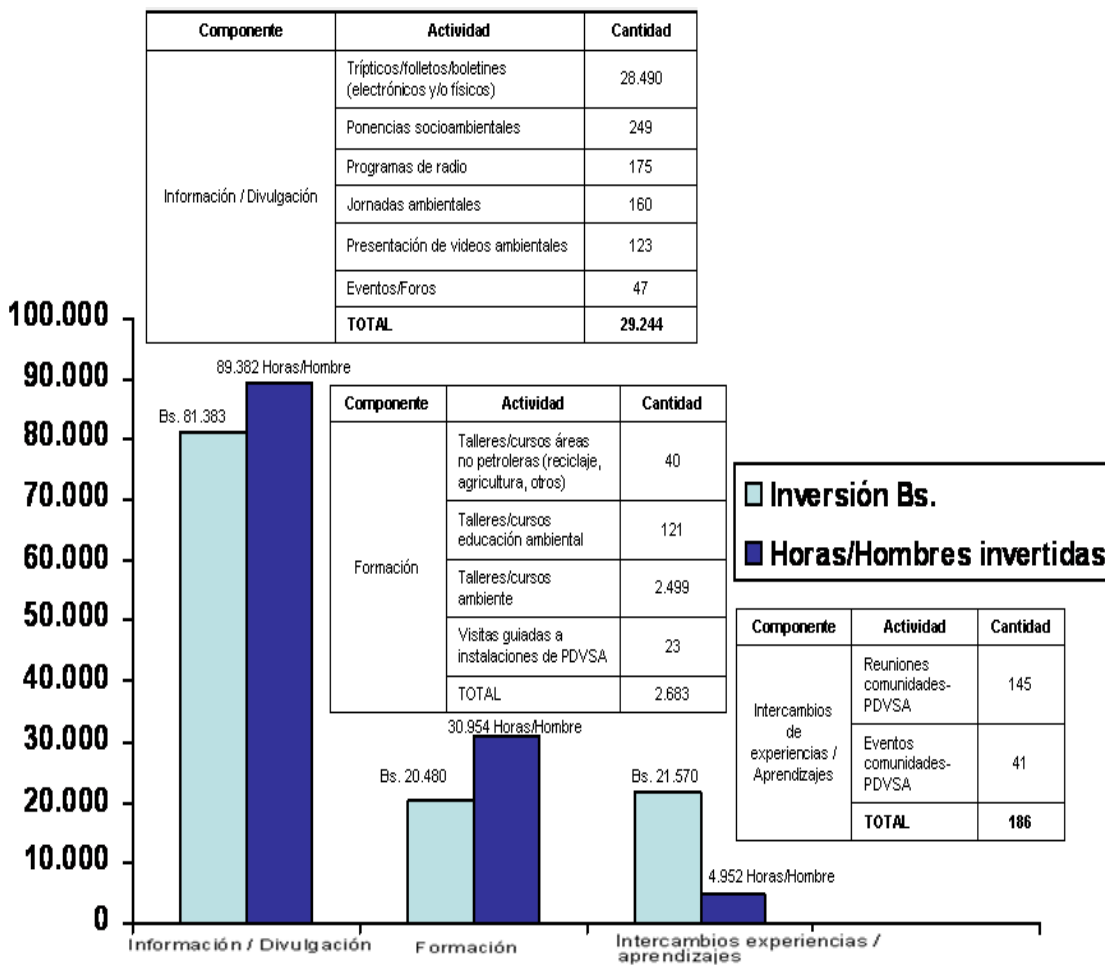
En cuanto a las comunidades aledañas a la refinería de Corpus Christi en Texas Estados Unidos, las comunicaciones con los vecinos acerca de las actividades y el progreso sobre conservación ambiental se hacen a través de su participación en el Consejo Asesor de la Comunidad y su Comité de Preservación de la Salud en el Largo Plazo.

La Cooperativa de Trabajadores Ecológicos es otro grupo que se beneficia de la contribución de CITGO. Esta organización apoya la creación de cooperativas propiedad de trabajadores para mejorar las condiciones ambientales. Su primera cooperativa es ReBuilders Source, un almacén de venta minorista de materiales de construcción excedentes y rescatados. La donación de CITGO, ayuda a apoyar su Academia Cooperativa de Trabajadores Ecológicos, un programa de entrenamiento y apoyo para los residentes del Sur del Bronx de Nueva York, Estados Unidos que quieren lanzar cooperativas de trabajadores para mejorar el ambiente.

Otros programas del Centro de Servicios Cooperativas, apuntan hacia el beneficio de la comunidad al promover el mejoramiento ambiental en una de las

áreas más contaminadas de los Estados Unidos. Los estudiantes están siendo entrenados como activistas ambientales mientras otros están construyendo botes o monitoreando el ambiente a lo largo del Río Bronx. Otra iniciativa es la de promover la conservación animando a los propietarios y a los dueños de hogares a recolectar el agua de lluvia para aliviar los problemas de las cloacas y usar el agua de formas ambientalmente amistosas.

Monto Invertido y Horas-Hombre empleadas en actividades de Información, Capacitación e Intercambios de Experiencias durante el Año 2009 (Bs.)



Fuente: Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional según Negocios y Filiales 2009

Programa de Formación de talento Humano

PDVSA requiere un personal comprometido con el país y el proceso político y económico que en él se adelanta, que a su vez disponga de herramientas técnicas, metodológicas y conocimientos que permitan estructurar al recurso humano en torno a una gestión productiva integrada a variables tan importantes como el ambiente y el adecuado sitio de trabajo, en el marco de una visión de país donde prime la equidad y la justicia social y los plenos derechos.

En tal sentido, y bajo el convenio marco con la Universidad Bolivariana de Venezuela (UBV), se adelantan los programas de especialización: “Ambiente y Procesos Industriales” e “Higiene Ocupacional”.

El programa de la Especialización en Ambiente y Procesos Industriales, está estructurado de manera que las unidades curriculares, o asignaturas, son dictados en 4 trayectos académicos, cada uno de los cuales tiene una duración de 16 semanas. Participan en este programa 40 profesionales que integran las dos secciones de los diferentes Negocios, Filiales y Empresas Mixtas, que reciben clases en las sedes de la Universidad Bolivariana de Venezuela, ubicadas en Caracas y Maturín, respectivamente, y que aspiran al título de Especialistas en Ambiente y Procesos Industriales.

En relación a la especialización en Higiene Ocupacional, se concluyó con el último trayecto, de la segunda cohorte de Higiene Ocupacional, con la participación de 23 profesionales que estarán optando al título de especialistas en Higiene Ocupacional una vez concluyan y defiendan el trabajo de investigación; de igual manera en el segundo semestre se inició la tercera cohorte del postgrado de Higiene Ocupacional con 16 de nuestros empleados.

Para avanzar en la formación de los trabajadores y trabajadoras en materia de Seguridad y Salud en el trabajo, se impartieron un total de 124.176 horas de formación, lo que representó un universo de 7.761 trabajadores y trabajadoras de toda la Corporación. Este proceso se ha desarrollado a través de estrategias educativas de enseñanza-aprendizaje y/o Investigación-Acción-Participativa, que ha permitido que los Delegados y Delegadas de Prevención y los trabajadores y trabajadoras de base, sean considerados en el diagnóstico, evaluación y control en la toma de decisiones.

Con relación a los trabajadores y trabajadoras que ejecutan actividades en Higiene Ocupacional dentro de la industria petrolera, la dinámica se ha orientado hacia la validación, sistematización de experiencia y saberes, por medio de un convenio con la Universidad Bolivariana de Venezuela.

Misión Ribas Técnica módulo ambiental

En apoyo a las Misiones, la Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional de Petróleos de Venezuela, S. A. desarrolló la asignatura; Ambiente y Desarrollo Sustentable, para el pensum de estudios de la Misión Ribas Técnica, que incluyó el diseño curricular de la misma en las carreras de: mantenimiento mecánico, electro-instrumentación y soldaduras, producción de crudo y gas, perforación y refinación, transporte y distribución de gas, petroquímica, construcción naval, construcción civil, agropecuaria y planificación, administración y dirección de empresas socialistas. Asimismo se diseñaron, grabaron y editaron 28 videos clases, y se elaboró un libro de texto, como material complementario para el desarrollo de la asignatura.

2.1.8. Impulso al aprovechamiento de energías complementarias

Como parte del compromiso ambiental de Petróleos de Venezuela, S.A., 5 de sus organizaciones han emprendido proyectos orientados al aprovechamiento de energías complementarias tales como la energía solar, eólica, geotérmica, entre otras, identificándose un total de 7 proyectos, entre los cuales destaca el desarrollo del "Parque Eólico Paraguaná", el "Estudio del recurso eólico en la Península de Macanao del estado Nueva Esparta", el proyecto "Cambio al sistema dual gasolina - gas de la flotilla de la Empresa Mixta Petroquiriquire" y el "Proyecto Geotérmico El Pilar-Casanay, en el estado Sucre". En estos proyectos se contempla una inversión económica que supera los 300 millones de dólares americanos y a la fecha se estima una ejecución financiera del 20%.

Programa Ecológico Interno de CITGO

En 2008, el edificio sede de la Corporación en Houston, logró la calificación "ENERGY STAR" de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y del Departamento Norteamericano de Energía (DOE). La calificación "ENERGY STAR" es el primer paso hacia lograr la certificación "LEED", como un edificio liderando la conservación de energía y el diseño ambiental. El Sistema™ de

Calificación “LEED” del Consejo de Edificios Ecológicos de los Estados Unidos (USGBC), el cual otorga la calificación de “edificio ecológico”.

3. Recursos Humanos

3.1. Captación, Educación y Desarrollo

Gestión de Captación, Selección y Empleo

El Modelo Corporativo de Captación, Selección y Empleo está orientado por los principios de:

- Igualdad de oportunidades en igualdad de condiciones
- Igualdad de género en el derecho al trabajo
- Participación masiva y plural

El proceso de Captación, Selección y Empleo, se presenta en el siguiente esquema:

Modelo de Captación, Selección y Empleo de PDVSA, S.A. y Filiales



Fuente. Gerencia Corporativa de Captación, Educación y Desarrollo

Para el año 2009 se efectuó una revisión del Modelo partiendo de los lineamientos del Ejecutivo Nacional (Revisión, Rectificación y Reimpulso), igualmente se ajusta la plataforma tecnológica denominada Sistema de Democratización de Oportunidades

de Empleo (DOSE) así como el marco legal del proceso (Normas y Guías Administrativas).

Como resultados de este proceso de revisión, se logró la incorporación a PDVSA, como trabajadores y trabajadoras a:

- Egresados de las Misiones Ribas y Sucre.
- Egresados de las Universidades Nacionales Experimentales de la red Asociación de Rectores Bolivarianos (ARBOL).
- Luchadores sociales activos miembros de las comunidades organizadas.

Se retomó la política de ingreso por la vía de Captación Anticipada, beneficiando a estudiantes del Sub Sistema de Educación Superior, y se logró el ingreso bajo la figura de Programa Especial de Formación (PEF) a 141 Técnicos Superiores Universitarios egresados de la Universidad Bolivariana de Venezuela (UBV), lo que representa el 50% de la meta estimada, cumpliendo así con lo establecido en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en lo relativo a la responsabilidad del Estado de garantizar el primer empleo productivo.

Complementariamente y alineado con la Estrategia de Integración Energética, se logró el ingreso de Vencedores de la Misión Ribas, en los programas de formación bajo Convenios de Cooperación Internacional. Se logró la formación e ingreso como trabajadores efectivos de PDVSA de: 84 vencedores como Operadores de Plantas de Gas, 20 en la especialidad de Gas Natural Licuado y 19 en la especialidad de Instrumentación de Petróleo (Convenio PDVSA-Argelia).

Gestión de Educación

La gestión de educación y formación en PDVSA se muestra en el siguiente esquema:

Modelo de Gestión de Educación y Formación de PDVSA y sus Filiales



Fuente. Gerencia Corporativa de Captación, Educación y Desarrollo

En el año 2009 se fortaleció la gestión de educación y formación en PDVSA, la cual se expresa en la consolidación clara de estrategias que responden a las necesidades de formaciones tanto individuales como organizacionales. Estas estrategias podemos identificarlas:

- **Estrategia desconcentrada de formación:** Corresponde al desarrollo de acciones de formación de manera desconcentrada a partir de una Detección de Necesidades de Formación (DNF). Estas acciones de formación son desarrolladas por las unidades de educación de los Negocios, Filiales y Empresas Mixtas, las cuales son registradas en el Sistema de Gestión de Acciones de Formación (SIGAFOR).
- **Estrategia centralizada de formación:** Corresponde con el desarrollo de programas y acciones de formación definido por un equipo central y fundamentalmente orientado a la formación de profesionales, técnicos y artesanos. Igualmente, el desarrollo de estudios conducentes a títulos académicos. Complementariamente la estrategia está dirigida a la atención de requerimientos identificados a través de la Detección de Necesidades de Formación y otras áreas que le son delegadas. Esta estrategia centralizada se implementa a través del Proyecto denominado; Centro de Estudios en Energía y Petróleo (CEENPET), adscrito administrativamente a la filial INTEVEP, S.A. bajo los lineamientos del

Director de PDVSA responsable para la formación y la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos y el apoyo de nuestro ente rector el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

- **Estrategia central orientada a Convenios y Programas Corporativos:** Corresponde con el desarrollo de programas y acciones de formación derivadas de los convenios nacionales e internacionales suscritos por la empresa y de acciones de formación o programas corporativos que atienden áreas de conocimientos específicas. Estas acciones son diseñadas y coordinadas por la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos a través de la Gerencia Corporativa de Captación, Educación y Desarrollo. En lo que respecta a los convenios nacionales e internacionales, la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos establece, que a partir de los requerimientos y necesidades, el alcance de los mismos y las Unidades de Educación de los Negocios, Filiales y Empresas Mixtas son responsables de su administración y ejecución por medio de los convenios específicos.

Es importante resaltar que el avance de la Estrategia desconcentrada de formación sufrió un importante ajuste derivado de la situación del mercado petrolero, lo que se tradujo en una reorientación de la estrategia, haciendo énfasis en las áreas de mayor sensibilidad y una disminución y suspensión temporal de aquellas de menor impacto (Líneas Generales de Educación 2009).

Resultados de la Estrategia desconcentrada de formación asociada al DNF y reportada en SIGAFOR, Enero- Diciembre Año 2009

Negocio Filial	Número de Acciones de Formación	Número de Participantes	Horas Hombres de Formación	Costos US (\$)
Bariven	60	319	3.744	16.467
Centro Corporativo	293	914	35.596	439.489
Intevep	701	1.878	76.938	324.552
EyP	5.094	12.071	279.100	1.273.785
Comercio y Suministro	256	833	22.063	294.616
CVP	63	154	7.080	191.069
Deltaven	19	69	1.046	6.084
Distribución	73	289	5.360	36.405
Palraven	2	2	106	-
PDV Caribe	30	70	2.096	55.425
PDV Marina	415	1.996	26.824	369.053
PDVSA Agrícola	7	12	116	837
PDVSA América	16	28	19.089	4.630
PDVSA Gas	206	1.283	24.246	117.537
PDVSA Industrial	21	48	656	5.796
Refinación	526	2.499	40.612	155.791
Totales	7.782	22.465	544.672	3.291.536

Fuente: Sistema de Gestión Acciones de Formación SIGAFOR 2009

Como se evidencia en la tabla anterior el total de participantes y acciones de formación fue de 22.465 y 7.782, respectivamente, para un total de 544.672 horas-hombre de formación y una inversión de 3.291.536 dólares.

En términos de indicadores se puede destacar que a través de esta estrategia de formación se atendió aproximadamente el 26% de la fuerza laboral propia a diciembre 2009 de PDVSA (86.790 trabajadores).

En cuanto a los indicadores económicos se puede destacar que la inversión por participante fue de 147 dólares y un costo por acción de formación de 423 dólares.

Cabe destacar, que la empresa aún realiza un alto desembolso de recursos financieros hacia proveedores externos por concepto de formación, lo que indica que

se hace necesario desarrollar y fortalecer la formación de nuestros trabajadores como facilitadores e impulsar la formación a través de esfuerzo propio. De igual forma establecer acciones conducentes a disponer de infraestructura física propia.

La necesidad de alinear la educación de PDVSA a las políticas y lineamientos del Ejecutivo Nacional, propició la definición de un nuevo modelo de educación, dentro del marco de un modelo de gestión socialista del talento humano, para garantizar la formación permanente de los trabajadores y las trabajadoras, como un derecho real y efectivo.

En lo que corresponde a la Estrategia centralizada de formación, se presentan los siguientes resultados:

- Aprobación por parte de la Junta Directiva de PDVSA del Plan de Formación Extraordinario para Profesionales y Técnicos Artesanos Socialistas de PDVSA 20 de septiembre de 2010, con un presupuesto de 29 millones de dólares y 235 millones de bolívares para cubrir el 40% del total de la Fuerza Laboral susceptible a esta formación.
- Se llevaron a cabo las Primeras Jornadas de Formación en conjunto con la Dirección Ejecutiva de RRHH con la finalidad de divulgar el plan extraordinario de formación a nivel de los negocios, filiales y empresas, así como establecer las metas y objetivos para el año 2009.
- Articulación de esfuerzos con la Fundación Misión Ribas-Misión Ribas Técnica, para consolidar la incorporación de los Vencedores a los diferentes programas a desarrollar, especialmente en aquellos que estén dirigidos la selección y formación de Nuevos Requerimientos.
- Sinergia con la Dirección de Relaciones Internacionales del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP) para la revisión del avance en materia de convenios educativos (Argelia y China) dirigidos a la formación de operadores y mantenedores, en las áreas de Gas y Perforación/taladros.
- Suscripción de dos (2) Convenios Específicos entre INTEVEP(Proyecto CEENPET) y la Universidad Bolivariana de Venezuela (UBV), para el desarrollo del componente socio-político dentro de todos los programas de estudios de Cuarto Nivel.
- Continuidad de los Postgrados de Especialización en Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional.

- Finalización de las Maestrías en Ingeniería de Producción y Gas, Ingeniería de Perforación y Pozos e Ingeniería de Petróleo y Gas.
- Iniciada Maestría en Producción, Mejoramiento y Refinación de Crudos Pesados otorgando becas a estudiantes de PDVSA (CVP-Empresas Mixtas (EEMM), Refinación y Comunidades ubicadas fuera del área de Puerto La Cruz), a través del Convenio de Desarrollo Sustentable entre CVP y la Empresa TOTAL.
- Coordinación conjuntamente con la Dirección de Refinación de INTEVEP del Seminario en Crudos Pesados con participación de profesionales de PDVSA y el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP).
- En sinergia con PDVSA América, S.A., PDV Caribe, S.A., MPPEP y la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos, se logró la participación de profesionales de Nicaragua y Cuba en los programas educativos.
- Conformación del Equipo Técnico Asesor para la administración y coordinación del Plan de Formación dirigido a técnicos y artesanos socialistas de PDVSA, integrado el mismo con representantes de los Negocios de Exploración y Producción, Gas y Comercio y Suministro, así como por la Gerencia de Captación, Educación y Desarrollo de la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos.
- Identificación de profesionales por especialidad y oficio con el objeto de conformar el equipo asesor a nivel de los Negocios, Filiales y Empresas Mixtas, y disponer de instructores calificados para la formación de los técnicos y artesanos. Se conformó una plantilla de 133 profesionales sujetos a proceso de contratación previa aprobación del Comité Ejecutivo de Recursos humanos.

Gestión de Desarrollo

Para el año 2009, el proceso de desarrollo se realizó bajo un enfoque colectivo, a fin de potenciar los talentos de cada uno de los trabajadores y trabajadoras de los Negocios, Filiales y Empresas Mixtas, fomentando el compromiso y la corresponsabilidad con su propio desarrollo, propiciando la profesionalización a través de estudios académicos, así como la formación permanente dentro de la organización, basados en principios de participación y promoción de la equidad, la dignidad y justicia.

Estos esfuerzos apuntalan el justo equilibrio entre el desarrollo humano y lo técnico, lo individual y lo colectivo, con base a una filosofía humanista del desarrollo, lo que se

traduce en la creación de condiciones que faciliten la igualdad de oportunidades en igualdad de condiciones, la comunicación amplia y transparente, el fomento del compromiso y la motivación, el reconocimiento que trascienda la retribución económica, la participación activa, la formación permanente y la consecución de metas.

A tal efecto, la gestión de Desarrollo durante este año se ha basado en el fortalecimiento humano y profesional, recurriendo a fuentes de conocimiento nacionales e internacionales para estudios de pre y postgrado, a través de becas a trabajadores tanto en Venezuela como en el exterior, convenios con instituciones educativas y entes gubernamentales. De igual forma, se estimuló el intercambio de experiencias y saberes, así como la exposición y la utilización de ambientes integrados para el trabajo colectivo.

Se diseñó la metodología para la identificación de las fortalezas del talento humano, identificación y el desarrollo de los cuadros de relevos y reservas de talento, así como la visualización de los Programas de desarrollo por áreas de conocimiento del sector de hidrocarburos, consolidando una experiencia piloto en el negocio de exploración y producción y gas, específicamente en el proceso de yacimientos.

En el año 2009, en CITGO se ofrecieron cursos para continuar con el desarrollo profesional y de habilidades técnicas para empleados. Cabe señalar, que muchos de estos nuevos cursos fueron desarrollados internamente por expertos en el área o "Subject Matter Experts (SME's)" y otros empleados con habilidades en la elaboración y preparación de cursos, los cuales a través de diferentes estrategias de desarrollo se realizaron 2.518 programas, beneficiando a 121.783 trabajadores, con un total de 13.004 horas y una inversión de 194.306 dólares .

En cuanto a los indicadores económicos se puede destacar que la inversión por participante fue de 53,97 dólares.

En los últimos cinco años, se han realizado convenios con diferentes centros de entrenamiento y formación, logrando incrementar la incorporación de trabajadores a estos programas de formación. Para proveer a los empleados con recursos adicionales para entrenamiento y desarrollo, CITGO ofrece opciones de entrenamiento basadas en computación (virtuales) para el desarrollo interpersonal,

supervisor y de liderazgo, así como muchos cursos de habilidades con aplicaciones de computación.

3.2. Gestión de Empleo

PDVSA contaba para el 31 de diciembre de 2009 con 86.790 trabajadoras y trabajadores propios, además de 10.801 personas con una relación indirecta a través de empresas contratistas.

En sintonía con la Política de Plena Soberanía Petrolera, los principios de inclusión, igualdad social y democratización de las oportunidades de empleo, PDVSA incorporó a 16.469 nuevos trabajadores y trabajadoras, de los cuales 13.755 personas trabajaban en empresas contratistas bajo la situación de tercerización e ingresaron a PDVSA bajo las figuras de Absorción y Planes Especiales de Ingreso, con lo cual gozarán de la seguridad social que garantiza la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, y las leyes en materia laboral, con la finalidad de construir un modelo de relaciones labores enmarcadas en la construcción del Socialismo.

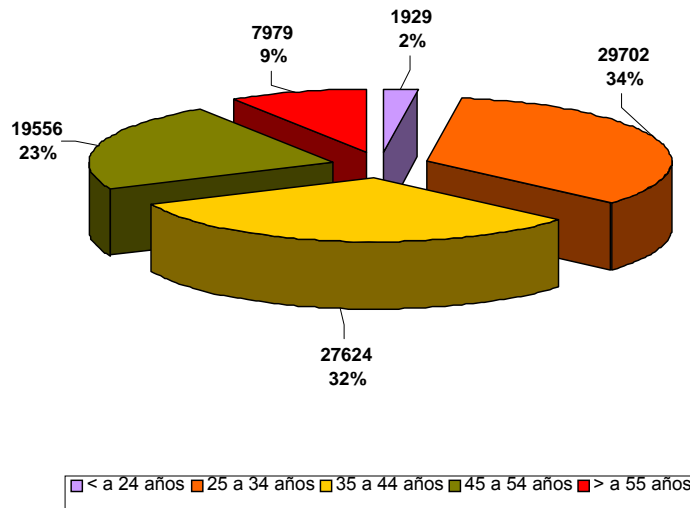
Absorciones a través de la Política de Plena Soberanía Petrolera Año 2009

MOTIVO	No. de trabajadores
Nacionalización de Ex Convenios de la Faja	1.572
Comedores y Clubes	251
Mayores de 45 años	2.468
Plan Especial de Ingresos (taladros)	248
Transportistas	900
Operaciones Acuáticas	8.316
Totales	13.755

Fuente: Gerencia Corporativa de Planificación de RRHH

Del total de trabajadores y trabajadoras de PDVSA, en el año 2009, la distribución porcentual de las edades sería: El 2% tienen edades comprendidas hasta los 24 años, el 34% tienen edades en el rango comprendido entre los 25 y 34 años, el 32% oscila entre 35 y 44 años de edad, el 23% se concentra entre 45 y 54 años y el 9% tiene más de 55 años de edad.

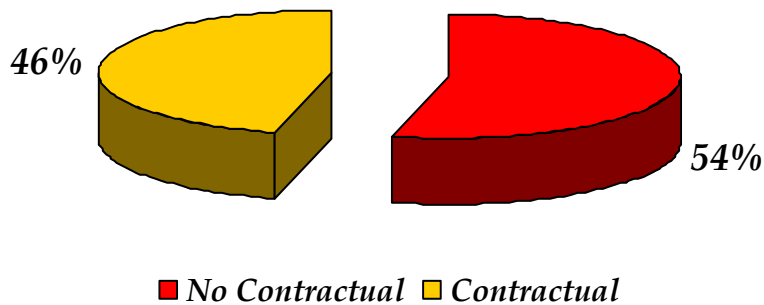
Fuerza Laboral de PDVSA a Nivel Nacional Año 2009 Distribución por Rango de Edad



Fuente: Gerencia Corporativa de Planificación de RRHH

Otro dato que vale la pena resaltar es que el 54% de la fuerza laboral (46.830 trabajadores y trabajadoras), corresponde a la nómina contractual y el 46% (39.960 trabajadores y trabajadoras) pertenecen a la nómina no contractual.

Fuerza Laboral de PDVSA a Nivel Nacional Año 2009 Distribución de la Fuerza Laboral por tipo de Nómina



Fuente: Gerencia Corporativa de Planificación de RRHH

Fuerza Laboral de PDVSA a Nivel Nacional Año 2009 Distribución de la Fuerza Laboral por Negocios o Filiales

NEGOCIO / FILIAL	Contractual Diaria	Contractual Mensual	No Contractual	Total
Bariven	-	66	958	1.024
Casa Matriz	248	572	2.438	3.258
Comerc. Y Dist. Vzla	1.628	522	1.228	3.378
Comercio y Suministro	-	16	289	305
Costa Fuera	226	115	693	1.034
CVP	6	108	713	827
Empresas Mixtas	2.496	3.211	4.808	10.515
Exploración Occidente	-	33	139	172
Exploración Oriente	-	67	435	502
Exploración Sur	-	3	48	51
EyP Metropolitana	-	8	87	95
Gas	844	1.454	4.394	6.692
Intevep	154	290	1.285	1.729
Palmaven	-	66	221	287
PCP Corporativa	9	1.089	325	1.423
PDV Marina	222	650	455	1.327
Producción Occidente	17.172	3.708	6.948	27.828
Producción Oriente	2.466	3.598	8.407	14.471
Producción Sur	388	221	999	1.608
Refinación Metropolitana	106	3	61	170
Refinería El Palito	485	354	824	1.663
Refinería Paraguaná	1.539	693	1.924	4.156
Refinería Pto. La Cruz	960	1.034	2.281	4.275
TOTALES	28.949	17.881	39.960	86.790

Fuente: Gerencia Corporativa de Planificación de RRHH

Las cifras aquí expresadas incorporan todos los negocios y filiales de PDVSA que se encuentran en Venezuela, siendo extraída por SAP módulo de RRHH, representando una descripción de la situación contemplada hasta el cierre del año en curso.

Por otra parte, la fuerza laboral de CITGO para el 31 de diciembre de 2009 es de 3.615 empleados, mostrando una disminución de 148 empleados a tiempo completo con respecto al año 2008 que fue de 3.763 empleados. Las razones principales de la reducción en la cantidad de empleados a tiempo completo en el 2009 fueron las jubilaciones voluntarias, renunciaciones, y reducciones de personal.

Para el 31 de diciembre de 2009, CITGO tenía el equivalente a 1.242 contratistas empleados (TCE-“tiempo completo equivalente”), registrándose una disminución de 682 contratistas TCE con respecto a la cifra presentada a finales del 2008, que fue de 1.924. Esta reducción se debió al esfuerzo realizado en el 2009 para reducir costos.

La mayoría de los empleados a tiempo completo dedicados a las actividades operacionales, administrativas y de mantenimiento están ubicados en nuestras refinerías de Lake Charles, (Louisiana), Lemont, (Illinois) y Corpus Christi, (Texas) y representan 2.177 empleados de un total de 3.615 que tiene la empresa (equivalente a un 61%).

Tabla Fuerza Laboral de CITGO Año 2009.

<u>Unidad de Negocios</u>	<u>Total</u>
Refinería Lake Charles	1.135
Refinería Lemont	536
Refinería Corpus Christi	506
Total Refinerías	<u>2.177</u>
Corporativa & Otras Unidades	<u>1.438</u>
Total Personal Directo	<u>3.615</u>

Un análisis demográfico de los empleados a tiempo completo de CITGO, por edad y al cierre del año 2009, revela que un 64% aproximadamente son mayores de 45 años (2.313 de un total de 3.615), con un 30% de la población de empleados en la categoría de mayores de 55 años. Sólo un 2% de la fuerza laboral (61 de 3.615) son menores de 24 años. En términos de género, la cifra total de personal directo esta compuesta por 753 mujeres y 2.862 hombres.

Tabla Fuerza Laboral de CITGO Año 2009 distribución por concepto de edad.

<u>Edad</u>	<u>Total</u>
24 y menos	61
25–34	514
35–44	709
45–54	1.242
55 y más	1.089
Total	<u>3.615</u>

Expectativas de Empleo para 2010

Se espera un incremento de la fuerza laboral en 123.177 trabajadores, aproximadamente, basándonos en el pronóstico de Fuerza Laboral realizado con los

Negocios y Filiales Petroleras. La distribución geográfica de esta población esta prevista sea de la siguiente manera: 48% en Occidente, 38% en Oriente, 10% en Centro y 4% en el Sur.

Esta información debe ser complementada por las denominadas Filiales No Petroleras, estructuras que junto al sector hidrocarburos fungen como impulsadoras del desarrollo endógeno y soporte del proceso de soberanía nacional, lo que se ha materializado en la creación de 9 filiales, abarcando diversos sectores productivos considerados estratégicos para la Nación, lo que representa el empleo de aproximadamente 21.233 trabajadores, según pronóstico realizado por la Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos, distribuidos por todo el territorio nacional de la siguiente forma: 45% en Oriente, 31% en Occidente, 6% en Sur y Centro 18%.

Continuando con la política de No Tercerización de los procesos de la Empresa se espera una disminución de la Fuerza Laboral Contratista que se refleje en el incremento de la Nómina Contractual, fundamentalmente.

En cuanto a CITGO, debido a la situación financiera por la que atraviesa en estos momentos, a raíz de la crisis económica mundial, se ha implementado una política de congelamiento de nuevos ingresos de personal propio y contratado, por lo que se espera que el número de empleados a tiempo completo permanezca al nivel actual durante el 2010.

3.3. Compensación y Beneficios

En este proceso se realizaron las adecuaciones de las normas y guías administrativas del área de Recursos Humanos de PDVSA y sus empresas filiales, alineados con el Marco Jurídico vigente y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, aportando a la consolidación del Estado Democrático y Social de Derecho y Justicia y a la construcción en Venezuela del Socialismo del Siglo XXI, encontrándose los siguientes logros e indicadores de esta gestión:

- La aprobación en el mes de enero de 2009 del Programa de Promociones de la Nómina Contractual, hasta el 30 de septiembre de 2009, ha beneficiado a 6.083 trabajadores, superando la meta del diagnóstico realizado en el año 2008 estimada en 5.352 casos pendientes por promoción. Estas promociones validan el desempeño y reconocimiento de las responsabilidades asumidas por los

trabajadores de la Nueva PDVSA y dan cumplimiento a los acuerdos de la Contratación Colectiva Petrolera.

- Contribuyendo con la formación y unificación de criterios en materia de compensación, se dictaron cinco talleres de Clasificación y Remuneración a todas las Filiales y Negocios que abarca 101 participantes.
- Se aprobó una mejora del 18% del monto del beneficio de alimentación para los trabajadores de la Nómina Contractual (Propia y Contratista) así como para los jubilados, coadyuvando al beneficio no sólo del trabajador sino hacia su núcleo familiar, y dan cumplimiento a los acuerdos de la Contratación Colectiva Petrolera.
- Se aprobó una mejora del 33% en los montos que por útiles escolares reciben los hijos de trabajadores de la Nómina Contractual que cursan Educación Primaria, Secundaria, Técnica, Superior y Universitaria, y dan cumplimiento a los acuerdos de la Contratación Colectiva Petrolera. Este beneficio ha cubierto a 1.325 trabajadores hasta la fecha.
- Se amplió la cantidad de trabajadores elegibles al beneficio de guardería contemplado en la Ley Orgánica del Trabajo y su Reglamento, acatando el Decreto Presidencial N° 6.660 de Ajustes del Salario Mínimo Nacional en sus dos momentos, el cual ha beneficiado a 5.240 trabajadores hasta la fecha.
- Se homologó la Nómina No Contractual de acuerdo a los criterios de administración sobre la base de la no discriminación de los trabajadores, eliminando la "Nómina Ejecutiva".
- Se aprobó el Programa Voluntario de Reducción Salarial, en el cual participaron 179 trabajadores, respondiendo al llamado del Ministro para el Poder Popular de la Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA, Ingeniero Rafael Ramírez, de renunciar al 20% de su salario, como evidencia del compromiso social y político que tienen los trabajadores que ocupan puestos estratégicos y de alto nivel de la Corporación, en el marco de la caída de los precios petroleros y acompañando al Decreto Presidencial N° 6.649 de Eliminación del Gasto Suntuario o Superfluo en el Sector Público Nacional.
- Se otorgaron préstamos de Ayuda para la Adquisición de Vivienda Principal a 23.423 trabajadores de acuerdo a lo contemplado en la Normativa Interna de la Empresa, alcanzando un monto de 249.184.891 bolívares, beneficio que abarca al trabajador y su grupo familiar y se alinea con el derecho constitucional de todos los venezolanos y venezolanas a tener una vivienda propia.

- Se implementó el Programa de Préstamo Personal para los trabajadores, equivalente a cinco salarios, con un interés del 5% anual, del cual se han beneficiado 23.658 trabajadores por un monto de 251.943.000 bolívares.
- Se aprobó la “Norma que regula el reingreso de Extrabajadores a la Nómina de PDVSA o a sus Filiales que son beneficiarios del Plan de Jubilación de Petróleos de Venezuela y sus Filiales”.
- Se revisaron, actualizaron y crearon nuevas normas en el área de Recursos Humanos, equivalente a un 82% del total, ajustándolas al marco legal vigente y a las necesidades de PDVSA y su nuevo esquema social.

El paquete de beneficios de CITGO sigue siendo competitivo en el mercado laboral petrolero de Estados Unidos. En el año 2009, se crearon nuevos beneficios como el llamado “extras de alto octanaje” el cual es un sitio de internet para programas de compras para todos los trabajadores, que ofrece numerosos servicios y productos con descuento en una variedad de categorías. Algunas de estas categorías incluyen equipos electrónicos, viajes y entretenimiento, salud y bienestar, y automotores. Los descuentos van desde 5%-50% menos del precio de venta.

Un nuevo programa de Bienestar Social fue desarrollado y distribuido en la sede corporativa de CITGO en Houston. Se estableció un Comité de Bienestar que canalizó los programas y eventos dirigidos hacia la promoción de una vida más sana y actividades que promuevan pérdida de peso entre los empleados, con la finalidad de hacerlos más saludables.

En 2009, CITGO honró compromisos aprobados en años anteriores de proporcionar becas universitarias a 45 hijos e hijas de empleados.

3.4 Relaciones Laborales

La dinámica de la interrelación entre PDVSA y sus trabajadores y trabajadoras tiene como expresión, el proceso de estrategia laboral y administración de la convención colectiva de trabajo que a propósito de la discusión o negociación de proyectos de convención colectiva de trabajo, pliegos de peticiones, y situaciones conflictivas de hecho, asiste y asesora permanentemente sobre asuntos colectivos del trabajo de todo orden, tanto en sede operativa de la empresa como en sede administrativa del Ministerio del Poder Popular del Trabajo y Seguridad Social, procurando siempre la simplificación de trámites y el cumplimiento oportuno de los derechos y beneficios de

los trabajadores, apoyando su ejecución con la definición de criterios con armonía del valor humanista y del deber social y en particular, dictando pautas sobre la Política Laboral de PDVSA.

En ejercicio de una política laboral que respalda la progresividad de los derechos de los trabajadores y en particular, el derecho universal a la negociación colectiva de trabajo, la Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales ha participado activamente coadyuvando los procesos de negociación colectiva de PDVSA Petróleo, S.A., PDVSA Gas, S.A., PDV Marina, S.A., PDVSA Gas Comunal, S.A. y en el sector energético a CORPOELEC. De igual manera asiste y asesora jurídicamente a otras filiales no petroleras, como es el caso de PDVSA Industrial, S.A. en el manejo laboral del personal de empresas activas que han sido adquiridas bajo determinados procesos de nacionalización sobre explotaciones industriales estratégicas para la soberanía nacional.

La Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales mantiene un enlace permanente con las organizaciones sindicales, como garantía al seguimiento sobre el cumplimiento oportuno de la convención colectiva de trabajo por parte de las dependencias con responsabilidad en la misma en los distintos Negocios y Filiales de PDVSA. Con relación a las filiales PDVSA Petróleo, S.A. y PDVSA Gas, S.A. la Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales interactúa con por lo menos 158 organizaciones sindicales, regionales y nacionales, afiliadas a la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, del Gas y sus Derivados de Venezuela (FUTPV), que administran válidamente la convención colectiva de trabajo.

3.4.1 Sistema de Democratización del Empleo (SISDEM)

En PDVSA existe el Sistema de Democratización del Empleo (SISDEM) que constituye un modelo corporativo de selección automatizada para la contratación del 100% del personal temporal, requerido por empresas contratistas en actividades inherentes y conexas con las de PDVSA. Este Sistema tiene su base en la convención colectiva de trabajo, proporciona un mecanismo transparente y objetivo para garantizar la igualdad de oportunidades de empleo y la no discriminación en la captación, selección y contratación de personal por parte de las empresas contratistas.

La asignación de los puestos de trabajos temporales, es automática y funciona bajo criterios sociales y técnicos donde se consideran condiciones objetivas

relativas a: ubicación geográfica, nacionalidad, carga familiar, experiencia, certificación del oficio y fecha del último empleo. El SISDEM promueve el apoyo a la formación incluyendo en su proceso automatizado de selección al personal certificado egresado de la Misión Ribas Técnica.

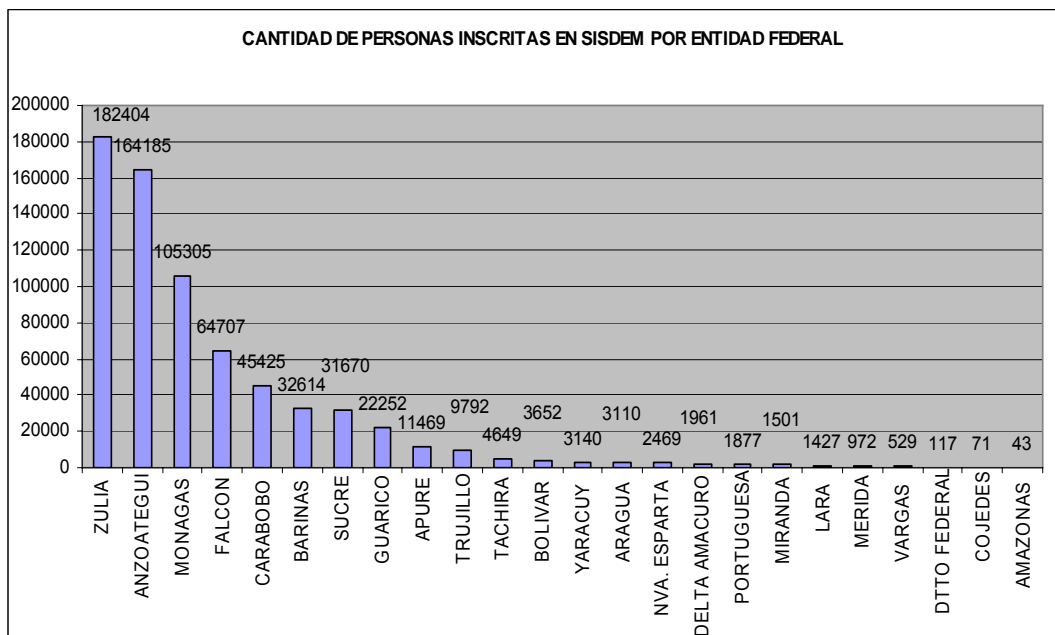
Permanentemente, se realizan actualizaciones del Sistema con mejoras tecnológicas, para brindar mayor garantía de transparencia y de eficiencia sobre la selección automatizada que realiza.

Desde su creación, en el año 2005, el SISDEM logró alcanzar la cantidad de 164.801 preselecciones, que derivaron en empleos efectivos según registro determinado con base a la data del Sistema Integral de Control de Contratistas (SICC), que emplea la Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales para el registro y control del personal asociado a la estructura fuerza labor de los contratos para la ejecución de obras y servicios en actividades relacionadas con los hidrocarburos (Petróleo y Gas). Durante el año 2009, el registro alcanzado por el SISDEM asciende a un total de 111.828 preselecciones involucrando cerca de 78.487 aspirantes a empleo temporal en obras y servicios relacionados con la actividad petrolera.

Actualmente, se encuentran preseleccionados 50.000 aspirantes para 12.115 obras en todo el territorio nacional. En promedio el SISDEM realiza 423,59 preselecciones por día.

La Plataforma SISDEM al 31 de diciembre de 2009, presenta un total de 691.324 personas inscritas en todo el territorio nacional (23% mujeres y 77% hombres), distribuidos de la siguiente forma:

Distribución de aspirantes inscritos en SISDEM por Entidad Federal-Año 2009



Fuente. SISDEM

3.4.2. Consultoría Laboral

Relaciones Laborales, asesora en materia jurídica, elabora dictámenes y opiniones sobre interpretaciones y alcance de su normativa interna, convención colectiva de trabajo y disposiciones de normas legales o sub legales en materia laboral. Participa en la elaboración y revisión de los distintos instrumentos que rigen el ordenamiento interno de personal de PDVSA, guía la realización de los Comités Laborales, instancia colegiada para el seguimiento disciplinario sobre el cumplimiento de los controles y procesos previstos en la normativa interna, asesora jurídicamente en materia de salud y seguridad laboral, particularmente, sobre la elaboración del programa de formación a los trabajadores y trabajadoras de la Red de Delegados de Prevención sobre las condiciones y medio ambiente de trabajo. Participa activamente en la conformación y funcionamiento del Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo de PDVSA.

3.4.3. Centro de Atención Integral de Contratistas (CAIC)

PDVSA en su interrelación con las empresas contratistas, con base a las disposiciones legales y convencionales que rigen la materia, ha venido implementando acciones concretas que maximizan el control sobre las contratistas en provecho de sus trabajadores y trabajadoras, entre las cuales, se destaca la implementación del SICCW, un sistema con acceso Web que permite, en forma más expedita y transparente, la actualización de datos del trabajador que fue seleccionado por SISDEM con ocasión a una obra determinada.

La Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales ha venido coadyuvando a la extinción progresiva de la tercerización de la fuerza laboral, apoyando el proceso de ingreso de personal asociado a las actividades primarias de hidrocarburos en el marco de la ejecución de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, y que alcanzó a un total de 8.500 trabajadores aproximadamente.

Como acción de apalancamiento del programa de inspección y evaluación de empresas contratistas se desarrollaron durante el mes de agosto de 2009, las primeras jornadas de formación socio-política para el personal de CAIC de las 11 unidades de negocio y filiales, que contó con 60 participantes.

Registro de Centro de Atención Integral de Contratistas Año 2009

Datos del Centro del Centro de Atención de Contratistas Año 2009	
Registro único de empresas contratistas,	94
Cuentas Tarjetas electrónicas de alimentación migradas en SICC	15.998
Cuenta tarjetas electrónicas de alimentación solicitadas a las Instituciones Financieras	15.475
Claves SICCW para analistas CAIC	93
Claves SICC para administradores de contratos y analistas CAIC	162
Localidades SICC/SISDEM para generación de anillos SISDEM	142
Erogaciones en Bs. por concepto de tarjeta electrónica de alimentación	331

Fuente: Gerencia Corporativa de Relaciones Laborales

El año 2009, se caracterizó por las negociaciones contractuales para las refinerías de CITGO. Siendo exitosa en alcanzar todas sus metas de negociación, especialmente con grupos negociadores en Lake Charles y Corpus Christi, donde los acuerdos adelantados evitaron el exceso de cinco millones de dólares en costos de preparación de huelgas. No se introdujo ninguna nueva política a cumplir por el contrato.

Actualmente, en CITGO existen 6 organizaciones sindicales: United Steel, Paper and forestry, Rubber, Manufacturing, Energy, Allied Industrial, and Service Workers International Union, A.F.L.-C.I.O. (USW), International Union of Operating Engineers (IUOE), Security, Police, Fire Professionals of America (SPFPA), The Lake Charles Metal Trades Council, Office and Professional Employees International Union (OPEIU), International Association of Machinists and Aerospace Workers (IAM).

3.5. Diseño y Desarrollo Organizacional

En el período enero–diciembre 2009 la Gerencia de Diseño y Desarrollo Organizacional realizó diseños organizacionales para las empresas no petroleras y ajustes a las estructuras de otras filiales y casa matriz, de acuerdo a los lineamientos establecidos por el Ejecutivo Nacional y los planes estratégicos de la Industria Petrolera, a fin de establecer los nuevos cambios organizacionales de la Nueva PDVSA Socialista y su rol protagónico y participativo en la transformación social de nuestra patria.

Impacto con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007 – 2013

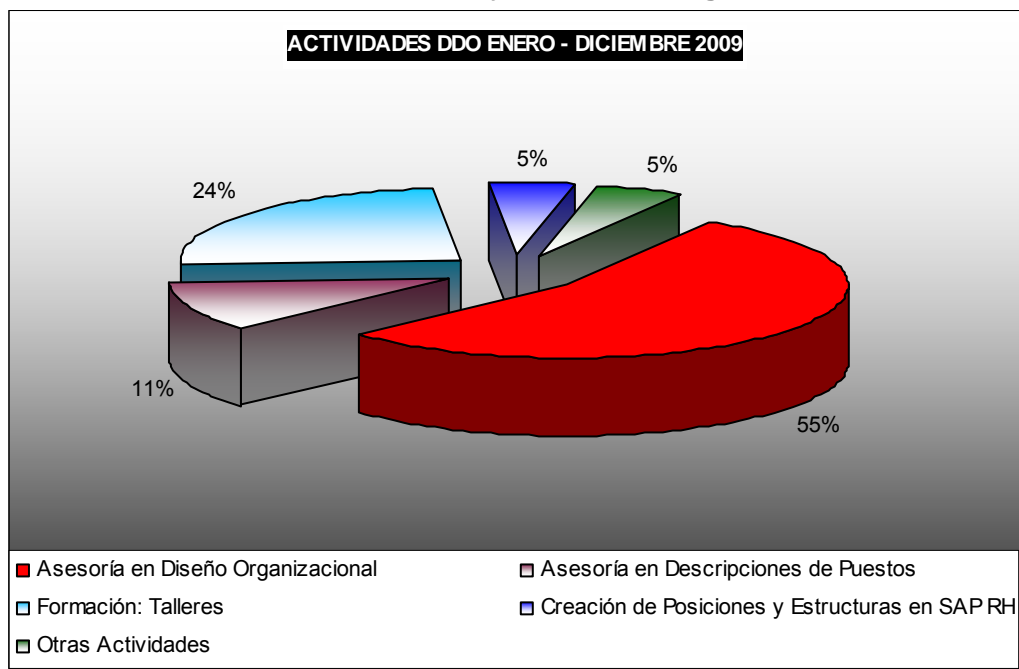
La Gerencia de Diseño y Desarrollo Organizacional (DDO) enmarcada en la Nueva Ética Socialista, cuenta con trabajadores eficientes, honestos, con una conducta moral y vocación de servicio quienes promueven estos valores así como el trabajo colectivo, creador y productivo en su relación de trabajo, a través de talleres y la atención cotidiana que brindan a sus usuarios.

DDO asesora a las organizaciones de PDVSA en su posicionamiento organizacional para crear los canales que hagan la gestión transparente, contribuyendo con su fortalecimiento para que PDVSA puedan emprender su política energética. Es importante destacar las palabras del Presidente de la

República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez Frías: “sacudir” las estructuras de Gobierno para lograr una mayor eficacia y eficiencia del Ejecutivo en sus diversos niveles”. (San Juan de los Morros, estado Guárico. II Consejo Ampliado de Ministros. 19 de septiembre de 2009). Por eso, es importante dar el reimpulso a las nuevas estructuras que permita fundar el socialismo que estamos construyendo y puedan estar determinadas a la construcción de un Estado más eficaz y eficiente, siendo ejemplo con otras instituciones del Estado.

DDO en el marco de la rectificación, revisión y reimpulso de PDVSA, bajo la premisa de constitución de estructuras organizacionales donde se promueva la participación de las trabajadoras y trabajadores sin exclusión, partiendo del principio de la igualdad como ciudadanos venezolanos y comprometidos con la industria petrolera, la patria y el socialismo; promueve como principal mecanismo la planificación dentro de las estructuras, para elaborar los planes y propuestas concernientes a la gestión, para que las organizaciones cumplan con la nueva actualización de la metodología en la Industria Petrolera, teniendo compromiso, y una alta calidad revolucionaria y socialista a nivel teórico y práctico, y lo demostramos con cada uno de los talleres brindados a las organizaciones de PDVSA, Empresas Mixtas, Negocios y Filiales.

Gestión de la Gerencia de Diseño y Desarrollo Organizacional Año 2009



Fuente. Gerencia Corporativa de Diseño y Desarrollo Organizacional

La gestión de DDO principalmente se basa en las asesorías a las organizaciones de PDVSA en su diseño organizacional. Esta actividad comprende un 55% de la gestión. A esta actividad le siguen las actividades de formación que se ejecutan bajo la modalidad de talleres y abarcan el 24% de la gestión de DDO. Posteriormente, las asesorías en Descripciones de Puestos un 11%, la Creación de Posiciones y Estructuras en el sistema SAP módulo RRHH y otras actividades en la gestión, ambas actividades abarcan cada una un 5%. Cada uno de estos datos muestra el cumplimiento con los objetivos políticos – estratégicos que se desarrollan dentro de la organización.

3.6 Calidad de Vida

La Gerencia Corporativa de Calidad de Vida, es garante de la ejecución de planes, programas y proyectos deportivos, culturales, educativos, recreativos del Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo y del Seguimiento de las Instituciones Educativas adscritas a PDVSA, estos procesos están orientados al mejoramiento continuo de las condiciones humanas óptimas del trabajador, trabajadora y jubilados de PDVSA, sus familiares y comunidades, en el marco de los valores socialistas y las condiciones contextuales de cada área geográfica, para promover su bienestar físico, emocional y social.

Para el año 2009, la Gerencia de Calidad de Vida de PDVSA, realizó las siguientes actividades en pro de contribuir y mejorar la calidad de vida de los trabajadores (as), familiares y a la comunidad en general:

Deporte: Promoción de actividades deportivas, individuales y colectivas, dirigidas a los trabajadores de PDVSA, sus familiares y comunidades. Los requisitos para su participación son los propios de cada actividad y/o disciplina deportiva, las cuales son ejecutadas a través de las escuelas de formación deportiva para menores y adultos.

Actividades realizadas:

- Funcionamiento de ocho (8) Escuelas Menores deportivas: Fútbol Sala; Kung-fu; Karate, Voleibol; Natación, Baloncesto, Fútbol Campo y Béisbol.
- Alianzas interinstitucionales para implementar Escuelas Deportivas en la Carlota.

- Participación en los “I Juegos Nacionales Laborales” logrando la integración del MPPEP y sus entes adscritos (PDVSA; CADAFE; EDELCA y Electricidad de Caracas) en: Tenis de Mesa, Voleibol, Bolas Criollas, Natación, Baloncesto, Kickingbol, Fútbol Sala, Ajedrez, Softbol, Atletismo, Dominó y Boliche con una participación de 200 atletas.
- Participación de la delegación del MPPEP y sus Entes Adscritos, en los “I Juegos Nacionales Laborales Ministerio del Poder Popular para el Deporte 2009”, Ciudad Guayana, estado Bolívar, del 7 al 12 de julio de 2009, como representación del Distrito Capital, obteniendo el 3er lugar..
- Coordinación y ejecución de los 2° JUEGOS INTERINSTITUCIONALES NACIONALES MPPEP y ENTES ADSCRITOS, para adultos.
- Segunda Carrera “Ahorro de Energía” con la participación de más de 3.000 personas.
- Olimpiadas Navideñas, todos los deportes, realizados desde Noviembre a Diciembre.

Beneficiados: 23.383 trabajadores(as), familiares y comunidad en general

Cultura: promoción de actividades culturales que contribuyan con el desarrollo integral del trabajador, familiares y comunidad, desarrollando procesos de aprendizaje que impulsen la creación individual y colectiva en el cual se consolidan saberes y experiencias a través de diversos códigos de comunicación.

Actividades realizadas:

- Ejecución de Proyectos Culturales en las áreas de teatro, música, danza y literatura.
- Celebración de Efemérides tales como: Día de la Madre, del Padre, del Niño, Cruz de Mayo, del Trabajador, entre otros.
- Realización de diferentes obras de Teatro para adultos, niños (as).
- Desarrollo del Programa “Multiplicación de Saberes” atiende a la formación no formal de los trabajadores en diversos aspectos, expresando, el

compañerismo, la solidaridad y el cooperativismo como valor socialista ya que es ejecutado por los trabajadores (as) para los trabajadores (as).

- Ejecución de actividades navideñas: Bazar, Encuentro, Parrandas, Nacimientos, misas de aguinaldos, entre otras.
- Realización de jornadas de recolección y entrega de Juguetes educativos a través de donaciones realizadas por los trabajadores (as) del MPPEP y Entes Adscritos, para los niños y niñas de las comunidades de Barrio Nuevo Chapellín, Guaicaipuro, Sarria, municipio Libertador, Distrito Capital y Quibor, estado Lara, conjuntamente con el Frente de Trabajadores por la Paz.

Beneficiados: 31.288 trabajadores (as), familiares y comunidad en general.

Educación: este programa garantiza que las diversas actividades diseñadas para los programas Deportes, Cultura, Recreación-Turismo, presenten elementos con contenido de educación no formal, que además de fortalecer los valores socialistas, están encaminados hacia la construcción de una nueva cultura social impulsada desde la Gerencia de Calidad de Vida, como parte esencial del Plan Siembra Petrolera.

Beneficiados, todos los trabajadores(as), familiares y comunidad en general que participan en las actividades de Calidad de Vida.

Recreación; espacio orientado al disfrute y uso del tiempo libre atendiendo la satisfacción integral de esparcimiento individual y colectivo mediante la promoción de actividades lúdicas y turísticas.

Actividades realizadas:

- Ejecución y evaluación del Plan Vacacional Interinstitucional Satélite Simón Bolívar 2009, con una atención a nivel nacional de 14.630 niños, niñas y adolescentes.
- Desarrollo y evaluación del Programa de Formación Recreadores Plan Vacacional Interinstitucional 2009, Área Metropolitana, el cual impulsó la ética y los valores socialistas.

- Realización de actividades socio recreativas dirigida a los hijos (as) de los brigadistas de recreación, cultura, turismo y deporte del estado Vargas y Zona Metropolitana.
- Actividad socio-cultural para la entrega de certificados y botón “Honor al Mérito” a los Brigadistas de Recreación, Cultura, Turismo y Deporte del estado Vargas, estado Miranda y Distrito Capital.

Beneficiados: 15.656 trabajadores (as), familiares y comunidad en general.

Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo (SSST): garantiza el cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo (LOPCYMAT), su Reglamento, Normas Técnicas; así como, en las Convenciones, Normas y Recomendaciones Internacionales ratificadas por la República Bolivariana de Venezuela.

Actividades realizadas:

- Elaboración del Programa Recreativo PDVSA.
- Participación intergerencial en la ejecución de Inspecciones en diversas áreas (puestos de trabajo, comedores, cooperativas, entre otras).
- Elaboración de documentos relacionados con el SSST.
- Asistencia a reuniones mensuales y extraordinarias del SSST Metropolitano y Corporativo.

Instituciones Educativas: Seguimiento y control de los procesos Académicos/administrativos a las Instituciones Educativas adscritas a PDVSA a nivel nacional, para el aseguramiento de las políticas emanadas del Ministerio del Poder Popular para la Educación (MPPPE).

Actividades realizadas:

- Olimpiadas matemáticas, medalla de bronce (Oriente), medalla de oro, plata y bronce (CRP). Medalla de oro regional y bronce nacional (Occidente).
- “EXPOFERIA FRANCISCO TAMAYO” FUNDACITE, renglón tecnología de alimentos, participación internacional (CRP).

- Convención Regional de centros de Ciencia, Tecnología y Educación Ambiental. Logros: Segundo Lugar con el proyecto “Jabón la Gota Valiosa”.
- Experiencias Ambientales de Niños y Niñas; Ministerio del Poder Popular para el Ambiente.
- Semana Siembra Petrolera (CRP).
- Eureka representación del estado con el proyecto “Perinola en fracción”.
- Festival Juvenil de la Ciencia (ASOVAC), obteniendo la Orden de Alejandro de Humboldt en su primera clase y primer lugar, mención honorífica.
- Elaboración de Periódicos Escolares.

Deportiva:

- Torneo Municipal de Ajedrez obteniendo el primer Lugar.
- Voleibol, refuerzo del equipo estatal (CRP).
- Campeonato Estatal Karate-Do, representación juvenil del estado Falcón C.R.P.
- Carrera Estudiantil Municipio Cabimas, primero y segundo lugar (Occidente).

Cultural:

- III Evento Folclórico Infantil Escuelas PDVSA.
- Festival de la voz Infantil Bolivariana (Oriente).
- Festival Guarapiche canto y declamación.
- Festival de Teatro de la Zona Educativa del estado Monagas, obteniendo el primer lugar.

Estos logros no sólo se observan en el ámbito estudiantil, de igual forma en el espacio docente se realizó formación sociopolítica a través del taller “Cinco Tiempos Petroleros”.

Beneficiados Directos e Indirectos: 19.688 aproximadamente entre comunidad escolar; docentes, estudiantes (hijos, sobrinos y nietos de los trabajadores, estudiantes de la comunidad y comunidades aledañas).

Por último, tenemos las Actividades Especiales: estas se realizan a través de enlaces interinstitucionales con CNE, INTTT, SENIAT, MOVILNET, CANTV entre otras, facilitando las gestiones administrativas necesarias para la obtención de documentos legales.

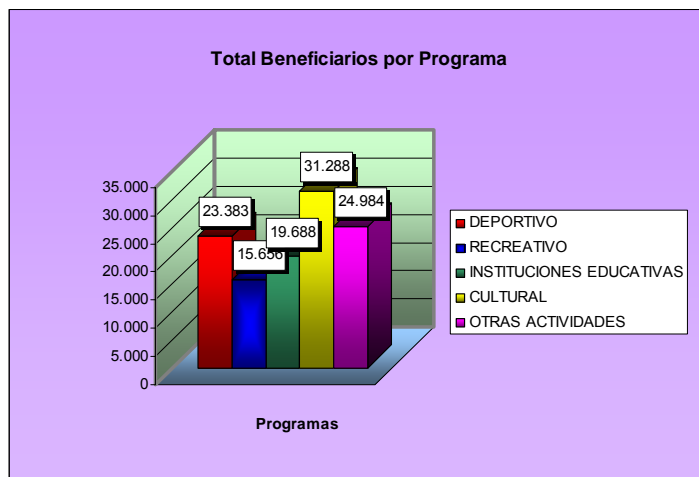
Actividades realizadas:

- Operativo de actualización de documentos (3 por trimestre): Cedulación, actualización del CNE, certificado médico vial, pago y declaración de impuestos sobre la renta, trámites con el SENIAT (Impuestos y Registro de Información Fiscal).

Cantidad de personas beneficiadas: 24.984 trabajadores (as), familiares y comunidad en general. Resultados cantidad de trabajadores (as), familiares y comunidad en general atendidos:

Total beneficiados Gerencia Corporativa de Calidad de Vida 115.000 personas aproximadamente, entre trabajadores(as), familiares, jubilados y comunidad en general.

Beneficiarios de los Programas Recreativos, Deportivos y Culturales Año 2009



Fuente. Gerencia Corp. Calidad de Vida

3.7 Salud y Seguridad en el Trabajo

Tasa de ausentismo por Enfermedad Ocupacional y Accidentes Laborales

Para una población de 72.466 trabajadores y trabajadoras de la industria Petrolera registrada por Salud Ocupacional, se diagnosticaron 66 casos de Enfermedad Profesional ocupando los problemas músculos esquelética, la principal causa con un promedio de días perdidos de 22 días, igualmente ocurrieron 472 accidentes laborales que requirieron un promedio de 19 días perdidos.

La siguiente tabla muestra la distribución por región:

	METROPOLITANA	OCCIDENTE	ORIENTE	CRP	CENTRO	CENTRO SUR	INTEVEP	PDV-MARINA	TOTAL
CASOS DE ENF. OCUPACIONAL	1	13	16	10	-	1	37	14	92
PROMEDIO DÍAS PERDIDOS	25	26	18	23	-	18	8	18	136
ACCIDENTES LABORALES	51	343	128	28	36	26	37	30	679
PROMEDIO DÍAS PERDIDOS	4	22	33	12	33	13	10	16	143

Fuente. Dirección Ejecutiva de Salud

4. Seguridad Industrial

En atención a las Líneas Generales del Plan de Desarrollo, Económico y Social de la Nación 2007-2013, y al marco legal vigente, la Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial de PDVSA, a objeto de asegurar que los procesos y operaciones que realiza la Corporación sean ejecutados en forma segura; ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas, con la participación de los trabajadores y trabajadoras para el control de los riesgos en materia de seguridad y salud laboral. En cuanto a los índices de Seguridad Industrial, para el año 2009, los resultados fueron: Frecuencia Bruta (IFB) 9,31, Frecuencia Neta (IFN) 5,13 y Severidad (SEV) 491,26; en comparación al año 2008, donde se registró (IFB) 9,14, (IFN) 4,03 y (SEV) 395,72. La variación de estos resultados respecto al año 2008, obedece a la incorporación en las estadísticas de tres nuevas Filiales no Petroleras: PDVSA Agrícola, S.A. PDVSA GAS

Comunal, S.A. y PDVSA Servicios, S.A., donde la mayor incidencia fue los accidentes vehiculares y no en las operaciones de mayor riesgo.

En materia de Prevención y Control de Riesgos, los planes de formación y capacitación, del personal propio y contratado en los diferentes Negocios y Filiales, así como las campañas masivas de comunicación, han permitido el desarrollo de la cultura preventiva. Como ejemplo a nivel Corporativo, se puede mencionar el Taller de Cultura y formación ante Riesgo Sísmico (formación de 330 multiplicadores), y el Programa de inspecciones de Seguridad Industrial para el Área Metropolitana. La creación del Comité para la Revisión de las Normas del Manual de Ingeniería de Riesgos y la continuidad en la revisión del Manual de Seguridad Industrial, han permitido establecer estándares alineados a la Nueva PDVSA, que refuerzan la seguridad en los procesos y el uso racional de los recursos, conjuntamente con la publicación y divulgación de la norma y documento rector del SIR-PDVSA (PDVSA SI-S-06 “Sistema Integrado de Gestión de Riesgos, Requisitos”) elaborado con la participación protagónica de los trabajadores y el Grupo Técnico de Normalización y el desarrollo del Documento Normativo de Proceso de Protección Contra Incendios y Explosiones. Así mismo, se prestó atención especial a las Edificaciones Administrativas del Área Metropolitana y a sus trabajadores mediante la creación ante el INPSASEL del Servicio de Seguridad y Salud en el Trabajo Metropolitano. Se realizaron las Evaluaciones de Seguridad Acuática Integral a los Terminales Marinos de Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustible de Carenero y de Guaraguao y de los terminales de embarque de Puerto Miranda, Bajo Grande, la Salina, Amuay y Cardon, con el objeto de lograr la implantación de planes y controles para la adecuación de las instalaciones y procesos, en cumplimiento de la legislación vigente y la Normativa PDVSA. Así mismo, la inspección y evaluación de riesgos en aeródromos (helipuertos y aeropuertos) donde PDVSA realiza operaciones (Guasualito, La Salina, Amuay, Maiquetía, Lagunillas).

Se prestó asesoría de Prevención y Control Integral de Riesgos a proyectos estratégicos de los diferentes Negocios y Filiales de la Corporación y el Estado, donde se logró fortalecer las medidas preventivas de seguridad en sus procesos operacionales, entre los que figuran Cuba Petróleo (CUPET), PETROECUADOR, PDV Caribe, S.A. (Planta y Embajada de Venezuela en Dominica), PDVSA Gas Comunal, S.A., PDVSA Empresa Nacional de Transporte, S.A., PDVSA Industrial, S.A. y Proyecto Socialista Orinoco, donde se elaboró un Análisis de Riesgo del proceso de transporte de sólidos (Azufre y Coque) por medios fluviales y ferroviario. Conjuntamente con la

Gerencia de Riesgos y Seguros, se participó en la evaluación que las empresas reaseguradoras realizaron a las plantas de extracción de PDVSA Gas en Oriente, con el fin último de defender los intereses de la empresa en relación a los hallazgos en seguridad de los procesos y el establecer un plan para el seguimiento a las recomendaciones por ellos emitidas.

En los negocios y filiales se pueden mencionar:

4.1 Acciones Preventivas

Dentro de las acciones preventivas en materia de Seguridad Industrial más relevantes se tienen:

- Identificación y Notificación de Peligros y Riesgos.
- Inspecciones gerenciales de seguridad, orden y limpieza (Girasol).
- Inspecciones de seguridad, orden y limpieza (Sol).
- Talleres de divulgación de las Normas PDVSA en materia de Seguridad Industrial: IR-S-04 “Sistema de Permisos de Trabajo”, IR-S-17 “Análisis de Riesgos en el Trabajo”, SI-S-20 “Procedimientos de Trabajo”, (SI-S-04 “Requisitos de Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional en el Proceso de Contratación” y SI-S-19 “Gerencia y Control de Desviaciones”.
- Seguimiento a Actualización de los Procedimientos Operacionales.
- Supervisión de cumplimiento de los Programas de Mantenimiento Preventivo y Correctivo de Equipos.
- Ejecución del Programa de actividades preventivas y correctivas en materia de Respuesta y Control de Emergencia y Contingencia en las diferentes instalaciones administrativas y operacionales.
- Campañas de Sensibilización en materia de Seguridad Vehicular en las instalaciones operacionales y administrativas.
- Divulgación de boletines, alertas, normas, leyes, procedimientos y charlas de seguridad al personal de las empresas contratistas.
- Reuniones de los Comités Internos de Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional.
- Implementación del Programa de Gestión y Control de Desviaciones.
- Implementación de un Programa de Seguridad, Orden y Limpieza, que incluye Talleres de inducción al personal.
- Visitas Gerenciales.

- Adecuación de los procedimientos de trabajo a la Norma SI-S-20.
- Auditorias al Sistema de Permisos de Trabajo (Análisis de Riesgos en el Trabajo, Permisos de Trabajo, Certificaciones especiales y aplicación de los Procedimientos de Trabajo y Prácticas de Trabajo Seguro).
- Participación en la ejecución de las Paradas de Planta programadas y no programadas.
- Verificación en sitio de las condiciones de seguridad establecidas en la lista de verificación Pre–Arranque.
- Reuniones con la Unidad Contratante y revisión de los aspectos de Seguridad Industrial en Contratos de Obras y Servicios.
- Verificación de las Certificaciones de Equipos, Herramientas y Ocupacionales de PDVSA.
- Divulgación al personal de las Organizaciones de las lecciones aprendidas de los accidentes.
- Inspección y Pruebas a los Sistemas de Detección, Alarma y Extinción de Incendios, Fijos y de Impulsión.
- Inspecciones a los Equipos de Extinción de Incendios Portátiles.
- Planificación de Respuesta ante Emergencias, con la conformación y capacitación de las Brigadas y la realización de Simulacros de Atención de Emergencia.
- Simulacros de Desalojo y Atención de Lesionados, que incluye la conformación y capacitación de las Brigadas de Desalojo.
- Análisis Cuantitativo de Riesgos (ACR) para la determinación de las Áreas de Riesgos y Manejo de Zonas de Máxima Seguridad.
- Estudios de Riesgo para las instalaciones existentes y para los Proyectos de Instalaciones nuevas.
- Elaboración o actualización de la matriz de identificación y notificación de peligros y riesgos por instalación.
- Formación y Concienciación en Seguridad Vehicular.
- Operativos de Seguridad Vehicular para la verificación de la integridad mecánica general y el cumplimiento de normas y leyes.
- Divulgación de la Legislación y Normativa vigente en materia de Seguridad Industrial.
- Estudios de Riesgos en las zonas críticas del sistema vial en las Áreas de influencia del Negocio.

- Acciones de formación y capacitación en Seguridad Industrial y Respuesta y Control de Emergencias y Desastres.

El total de actividades realizadas por Seguridad Industrial para la prevención de accidentes entre enero - diciembre de 2009 es de: 90.314 y las planificadas 93.831, lo que representa un cumplimiento del 96%. La planificación y ejecución de estas acciones ha contribuido a prevenir los riesgos en el ámbito laboral, fundamentalmente ejecutadas a través de la aplicación y divulgación de las Normas PDVSA en materia de Seguridad Industrial, inspecciones Sol y Girasol, la ejecución de los planes de respuesta y control de emergencias y contingencia, auditorías, notificaciones y análisis de riesgos, visitas gerenciales, permitiendo que todos los procesos sean realizados en forma segura, controlando las condiciones y medio ambiente de trabajo.

4.2 Acciones de Formación y Capacitación Técnica:

Entre las acciones de formación y capacitación en materia de seguridad industrial se tienen los cursos y talleres:

- Atmósferas peligrosas.
- Sistemas de permisos de trabajo.
- Procesos de Seguridad Industrial en Paradas de Plantas.
- Espacios Confinados.
- Manejo Preventivo.
- Notificaciones de riesgo.
- Protección respiratoria.
- Prácticas de trabajo seguro.
- Normas PDVSA en Seguridad Industrial.
- Combate de Incendios.
- Técnica de análisis causa sistemática.
- Cuidado de las Manos.
- Protección respiratoria.
- Análisis cualitativo y cuantitativo de riesgo.
- Notificación de accidentes de 60 minutos y 24 horas ante el INPSASEL.
- Inducción inicial a brigadistas voluntarios y de operaciones.
- Auxilios médicos de emergencia básicos.
- Materiales peligrosos.

- Uso de extintores contra incendios.
- Reconocimientos de equipos y técnicas de manejo de manguera.
- Técnicas de rescate.

Se realizaron 3.251 acciones de formación técnica de las 3.071 planificadas, es decir se cumplió en un 106%, superando esto el plan de formación.

4.3. Acciones de Formación Ciudadana

En el plan de formación de competencias ciudadanas para el personal de Seguridad Industrial se planificaron 927 acciones de formación, de las cuales se realizaron 829, representando un cumplimiento del 89% del plan.

Cuadro 1: Resumen de Acciones

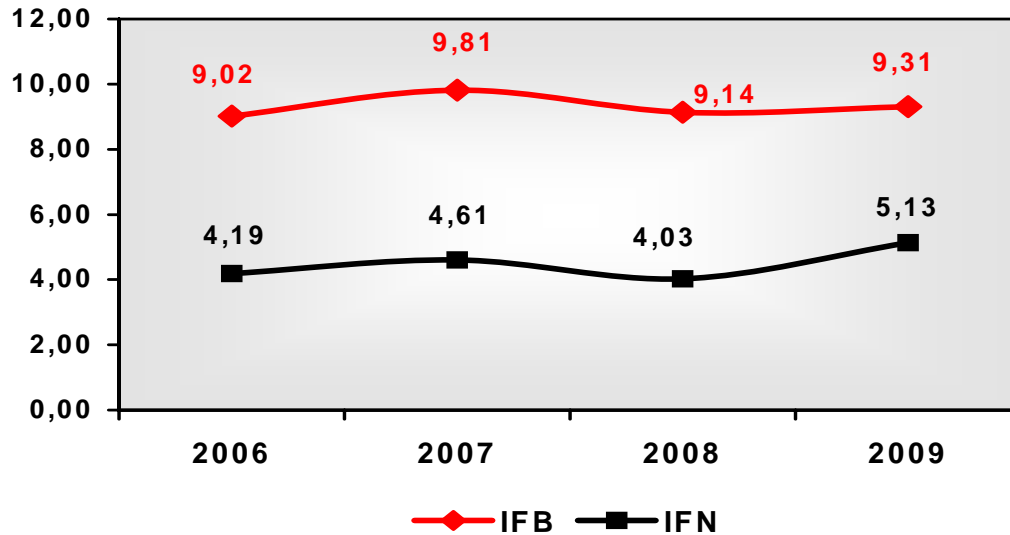
Tabla: Resumen de Acciones Planificadas y Realizadas (Preventivas, Formación Técnica y Formación Ciudadana)

Acciones	Preventivas	Formación Técnica	Formación Ciudadana
PLANIFICADAS	93.831	3.071	927
REALIZADAS	90.314	3.251	829
% DE EJECUCIÓN	96%	106%	89%

Fuente: Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial

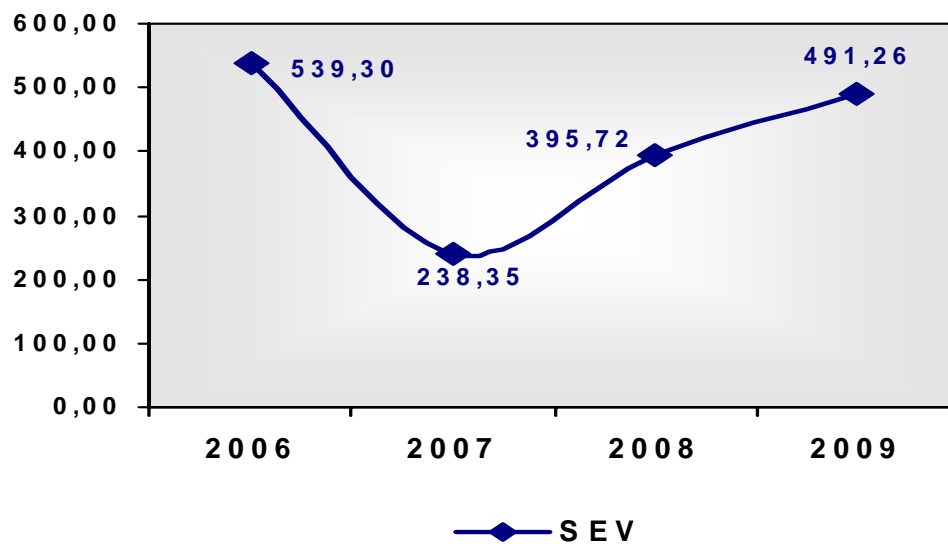
4.4. Índices de Seguridad Industrial

Gráfica 1: Índice de Frecuencia Bruta (IFB) y Frecuencia Neta (IFN) período Enero–Diciembre 2006–2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial

Gráfica 2: Índice de Severidad período Enero–Diciembre 2006–2009



Fuente: Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial

Cuadro 2: Consolidado de Índices de Seguridad Industrial. Enero-Diciembre 2009

Total 2009	Total Incidentes	Les. TP	Les. STP	Total Les.	Días Carg.	Horas Labor Exp.	Fatalidades	IFB	IFN	SEV
E&P	14	527	230	757	19.873	95.500.065	2	7,93	5,52	208,09
CVP	478	120	223	343	14.932	41.332.543	2	8,30	2,90	361,26
REFINACION	107	186	321	507	17.681	49.729.307	2	10,20	3,74	355,54
PDVSA Gas	53	82	97	179	14.068	23.409.537	2	7,65	3,50	600,95
PDV Marina	14	28	20	48	386	4.652.582	0	10,32	6,02	82,96
CyDV - DTV	49	36	14	50	532	5.264.388	0	9,50	6,84	101,06
INTEVEP	2	38	18	56	159	3.976.565	0	14,08	9,56	39,98
LOG. MET.	2	26	17	43	98	1.934.462	0	22,23	13,44	50,66
PDVSA Servicios	-	314	231	545	24.754	46.973.994	3	11,60	6,68	526,97
PDVSA Agrícola	15	32	16	48	42.966	4.934.427	7	9,73	6,49	8.707,39
Gas Comunal	21	59	15	74	580	9.398.552	0	7,87	6,28	61,71
Empresa Nac.de T	0	38	10	48	6.333	2.681.760	1	17,90	14,17	2.361,51
PDVSA	755	1.486	1.212	2.698	142.362	289.788.181	19	9,31	5,13	491,26

Fuente: Gerencia Corporativa de Seguridad Industrial

Levenda:

Les. TP: Lesiones con Tiempo Perdido.

Les STP: Lesiones sin Tiempo Perdido.

Total Les.: Total de Lesionados.

Días Cargados: Días Perdidos.

Horas Labor Exp.: Horas Hombre Exposición.

IFB: Índice de Frecuencia Bruta.

IFN: Índice de Frecuencia Neta.

SEV: Índice de Severidad.

4.5. Compromiso con la Gestión Ambiental y la Seguridad Ocupacional en CITGO

En línea con el profundo compromiso de su accionista, PDVSA, sobre protección y conservación ambiental, CITGO demuestra su compromiso a proteger el ambiente operando nuestros negocios en forma segura y cumpliendo con las regulaciones ambientales. La seguridad de sus empleados y vecinos, así como la protección del ambiente son también prioridades principales de CITGO. Estas no son sólo metas – son una forma de vida y valores acogidos por todos los empleados. CITGO invierte millones de dólares cada año en educación sobre seguridad, afianzando la confiabilidad, integridad y seguridad de sus operaciones, implementando al mismo tiempo estándares rigurosos de seguridad.

CITGO usa los conceptos de Sistemas Integrados Gerencia Operacional, mejoramiento continuo y control de gestión sobre desempeño ambiental, a través del monitoreo y medición de indicadores críticos.

4.6. Seguridad Ocupacional en CITGO

El desempeño en la seguridad ocupacional es una de las prioridades fundamentales de CITGO, tal y como lo reflejan las mediciones de acuerdo con los estándares de la Administración de Salud y Seguridad Ocupacional de los Estados Unidos (OSHA, por sus siglas en inglés). CITGO cumple rutinariamente con sus objetivos sobre el mejoramiento continuo en la seguridad, salud y bienestar de sus empleados, desempeñándose por encima del resto de la industria de la refinación de manera consistente (Ver Figuras 2.3a, y las Tablas 2.3b). Igualmente, CITGO establece altos estándares de desempeño en salud y seguridad para sus contratistas y proveedores, para lo cual los califica, hace seguimiento y audita sobre el uso de recursos internos y externos de la Corporación.

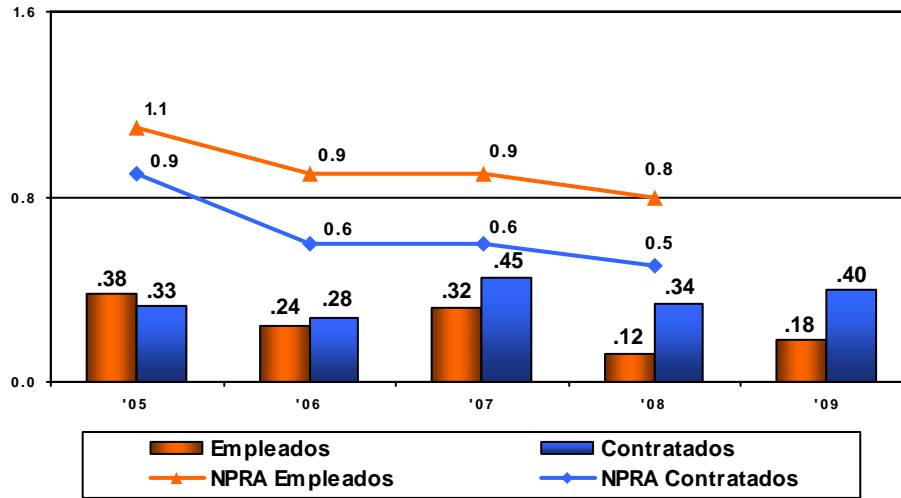
Para efectos de este reporte y dentro del alcance de su operación medular, CITGO también ha considerado la evaluación de su desempeño sobre seguridad ocupacional durante el 2009 de acuerdo a la Norma COVENIN 474:1997 (Registro, Clasificación y Estadísticas de Lesiones de Trabajo, 3ra Revisión). Esta Norma Venezolana establece un método práctico y uniforme para el registro, clasificación y estadística de las lesiones de trabajo (Ver Tabla 2.3a).

Tabla 2.3a. Índices de Frecuencia Neta, Bruta y Severidad durante el 2009 para CITGO

Instalación	Desempeño 2009		
	Índice de Frecuencia Bruta (IFB)	Índice de Frecuencia Neta (IFN)	Índice de Severidad (IS)
Lake Charles	0.79	0.00	0.00
Corpus Christi	0.82	0.82	147.73
Lemont	1.59	0.00	0.00

El Índice de Frecuencia Bruta (IFB) es el numero de lesiones de trabajo con y sin perdida de tiempo ocurridos en un millón (1.000.000) de Horas–Hombre exposición. El Índice de Frecuencia Neta (IFN) es el numero de lesiones de trabajo con tiempo perdido o incapacidad ocurridas en un millón (1.000.000) de Horas–Hombre exposición. El Índice de Severidad (IS) es el total de días cargados por lesiones de trabajo con tiempo perdido con incapacidad ocurridas en un millón (1.000.000) de Horas-Hombre exposición.

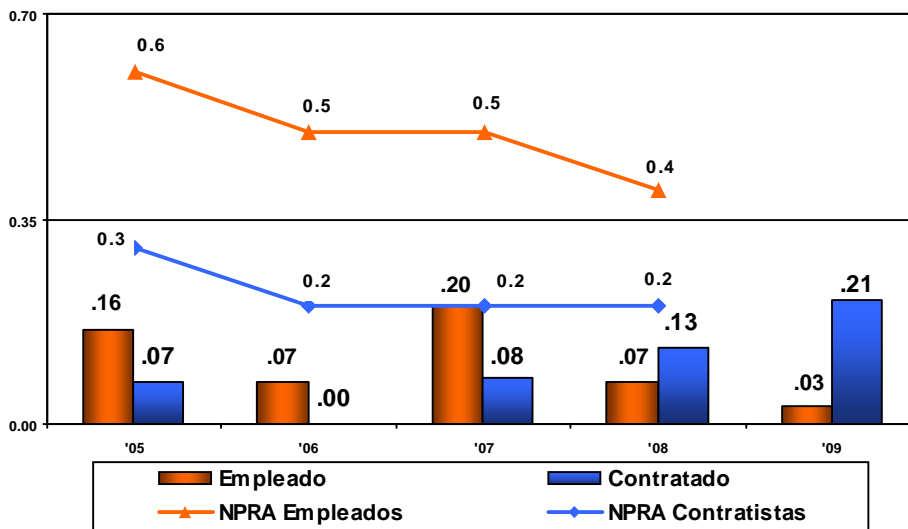
Figura 2.3a. Tasa Total de Casos Registrados por OSHA



Nota: Se incluyen lesiones o enfermedades que resulten en trabajo restringido, transferencia a otras funciones, las fatalidades y los casos que involucren días de tiempo perdido.

Nota: Datos promedio de National Petrochemical and Refiners Association (www.npra.org).

Figura 2.3b. Tasa Total de Días de Trabajo Perdidos Registrados por OSHA



Nota: Datos promedio de National Petrochemical and Refiners Association (www.npra.org).

5. Transparencia y Ética

Las actividades de PDVSA y sus Filiales están sujetas a revisión de auditorías e investigaciones internas e independientes para fortalecer sus prácticas de control, evitar

actos de corrupción y promover la transparencia en sus decisiones y en sus operaciones; además de garantizar que la información generada por estas actividades estén accesibles, sean claras y se comuniquen al público en general.

Las auditorías internas son realizadas por los órganos específicos de control interno y de control fiscal, a saber: la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa (DEAIC) y la Dirección de Auditoría Fiscal (DAF); las investigaciones internas son realizadas por la Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas (PCP). Estas unidades de control realizan auditorías, actuaciones e investigaciones con el propósito de reforzar al máximo los mecanismos de seguimiento y control, obedeciendo a principios morales y éticos, en la sana administración de los recursos para salvaguardar los intereses de la Corporación y de la Nación.

Las auditorías independientes son realizadas por los órganos específicos de control externo, a saber: la Contraloría General de la República (CGR), la Superintendencia Nacional de Auditoría Interna (SUNAI), la Comisión Permanente de Contraloría de la Asamblea Nacional, el Comisario Mercantil y las firmas de Auditores Externos, que con sus actuaciones de revisión y fiscalización también contribuyan con el fortalecimiento del control interno de la Corporación.

La Dirección Ejecutiva de Finanzas con el apoyo de la Firma Alcaraz Cabrera Vázquez KPMG, implementó el Proyecto de Evaluación de Riesgo de Fraude y Conductas Irregulares (F&CI), el cual complementará la estructura de Control Interno de PDVSA, mediante la mitigación de los riesgos específicos de Fraude de la Corporación, no contemplados en el enfoque/alcance del Proyecto Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI) desarrollados en sus primeras fases por la Gerencia de Auditoría Interna. Estos proyectos se complementan a su vez metodológicamente en su documentación y desarrollo.

Alcance del Proyecto:

Inicialmente se evaluarán e identificarán los Riesgos de Fraudes y Conductas Irregulares, con el objeto de proponer oportunidades de mejoras en las Filiales Bariven, PDVAL, y Organizaciones de Contrataciones y Comercio & Suministro, específicamente los ciclos de:

- Procura, Contrataciones y Pagos.
- Despacho, Facturación y Cobranzas.

- Posteriormente se evaluarán las Filiales que la Corporación considere, hasta completar la totalidad de las Filiales y Organizaciones de la Corporación.

Se recogerán todas las iniciativas en materia de Código de Ética Corporativo Socialista, Línea de Denuncias implementados en la Corporación a fin de elaborar una propuesta corporativa, que permita la implementación de los mismos.

Se establecerá un plan o estrategia de comunicación para la difusión dentro de la Corporación a nivel nacional del mencionado Proyecto, a través de las distintas herramientas definidas como videoconferencias, red interna y comunicaciones escritas.

5.1. Contraloría social por las comunidades

En cumplimiento de sus directrices de actuación, la gestión de la Junta Directiva de PDVSA se orienta a la facilitación de la Contraloría Social efectiva, con el fin de asegurar los medios para un Plan Efectivo de Desarrollo Petrolero y Gasífero.

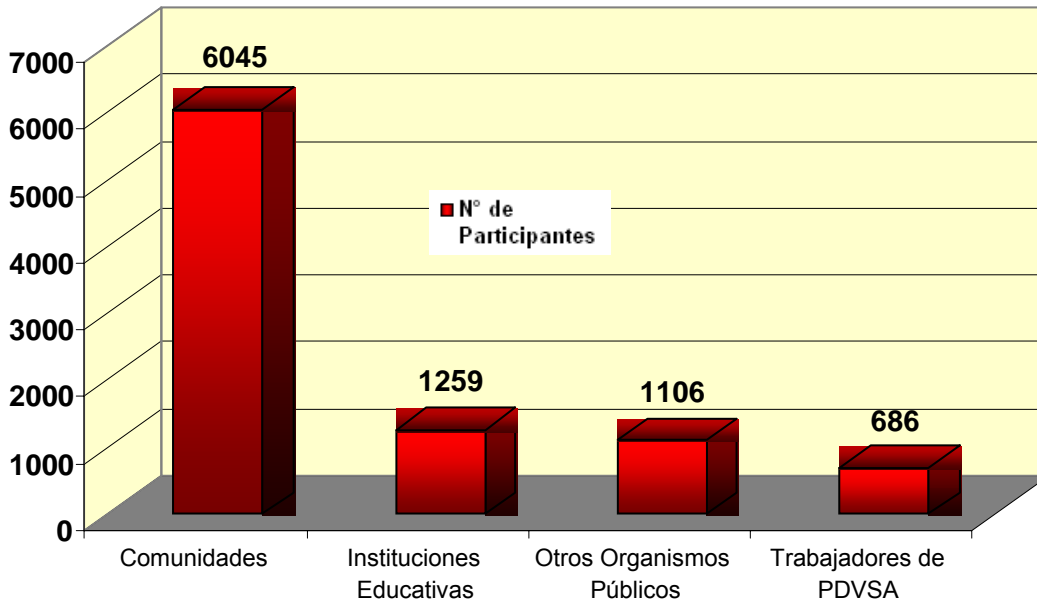
Con el objeto de que las comunidades puedan ejercer con efectividad su función de Contraloría Social, PDVSA y sus Filiales, por intermedio de la Dirección de Auditoría Fiscal, les facilita mediante Talleres de Formación el aprendizaje en esta materia, además de divulgar por varios medios aspectos relevantes de interés público, asegurándose que las comunidades posean la información de la gestión que le sea útil para el ejercicio de su función contralora.

PDVSA a través de la Dirección de Auditoría Fiscal ha preparado cursos de Contraloría Social. Este programa tiene por objetivo formar y capacitar a las comunidades y al trabajador petrolero, en los aspectos vinculados con el ejercicio del derecho a la participación ciudadana en el control de la gestión pública y comunitaria. A continuación se presenta la estructura de esta acción educativa.

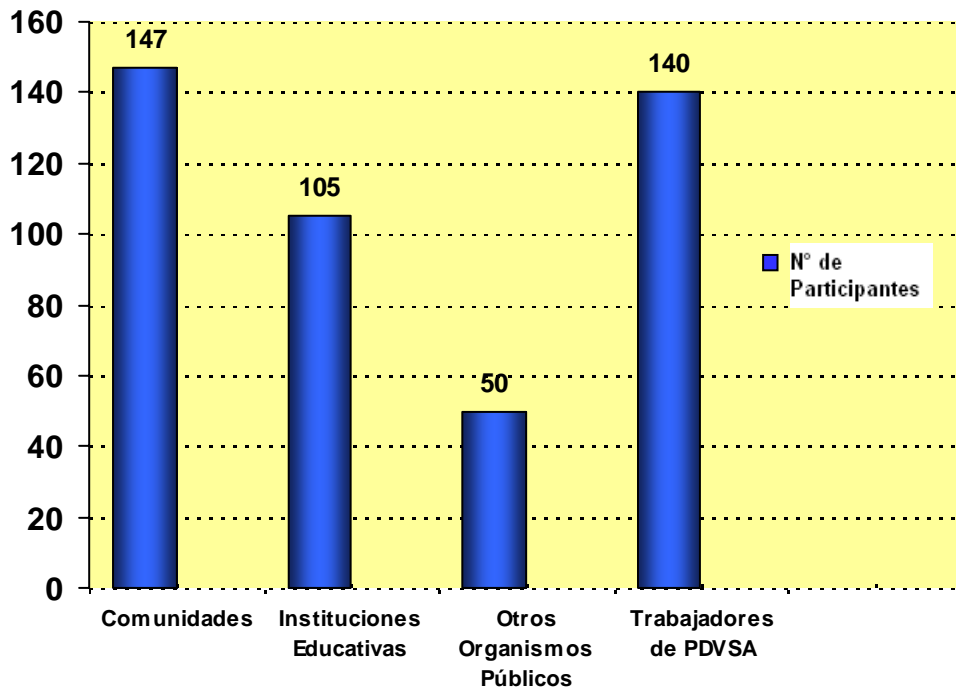
<p style="text-align: center;">Módulo I. Base Conceptual</p>	<p>Introducción La Participación Ciudadana como Agente de Transformación Social Definiciones Modelo de PODER</p>
<p style="text-align: center;">Módulo II. Base Normativa</p>	<p>Fundamento Constitucional y Legal</p>
<p style="text-align: center;">Módulo III. Base Operativa</p>	<p>Máximas Autoridades Beneficios para la Administración Pública Ciudadanos Beneficios para la ciudadanía Que garantiza Organización Proceso Denuncias Ejemplos Informe de Gestión CGR Conclusiones</p>

De esta forma PDVSA mediante la Dirección de Auditoría Fiscal cumple con su deber de fomentar en las comunidades, la participación ciudadana según el mandato de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal, así como con la normativa interna, según Resolución de la Junta Directiva de marzo 2005 referente al apoyo a las actividades de desarrollo social Desde abril de 2005 se han facilitado a nivel nacional en 15 regiones del país, 176 Talleres de Participación Ciudadana y Contraloría Social con un total de 9.096 participantes, como sigue:

Petróleos de Venezuela, S.A.
Talleres Dictados de Participación Ciudadana y Contraloría Social 2005-2009



Petróleos de Venezuela S.A.
Talleres Dictados de Participación Ciudadana y Contraloría Social 2009



Manejo de riesgos por parte de las comunidades

PDVSA y sus Filiales, a través de la Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas (PCP), ha logrado ejecutar trescientos cuarenta y ocho (348) eventos durante el año 2009, con un aproximado de veinte mil personas (20.000) personas atendidas (entre niños y adultos) a través de charlas, programas y talleres. Cabe destacar que las acciones de educación y concientización han sido dirigidas igualmente a las comunidades. En éstas acciones se han destacado temas como: Seguridad a las Escuelas, Prevención de droga, Políticas de Seguridad de Información (en conjunto con la Gerencia de Automatización, Informática y Telecomunicaciones-AIT), el Petróleo va a la escuela, Delito petrolero, Ley Contra la Corrupción. Así mismo se han coordinado eventos relacionados con el aspecto social, los cuáles han versado sobre: conformación de Consejos Comunales, Jornadas Sociales educativas, entre otros.

En materia de seguridad en el año 2009 se realizaron 137 campañas dirigidas a los trabajadores de PDVSA, comunidades aledañas, terceros y relacionados, entre las cuáles destacan los temas de: Normas Internas (control de acceso, identificación y carnetización, sistema de entrada y salida de materiales), Prevención en la Conducción de vehículos, Ley Contra la Corrupción, entre otros.

Se elaboraron 688 productos comunicacionales específicos, representados a través de dípticos, pendones, afiches, vídeos, notas de interés, y notas pool. Entre los más destacados tenemos: PCP Informativo, Modus Operandi, y vídeo Corporativo sobre la recertificación del PBIP, con lo que logramos posicionarnos en toda la Corporación y su entorno, a fin de internalizar la seguridad como corresponsabilidad de todos.

Esto demuestra el interés de PDVSA con las comunidades del país para que reciban la formación adecuada y así puedan ejercer mejor su participación protagónica en materia de control y seguridad de Estado.

5.2. Acciones contra la corrupción

PDVSA y sus Filiales en el desempeño de sus directrices de actuación asumen como su norte, la lucha contra la corrupción, el refuerzo al máximo de los mecanismos de control y el seguimiento y control de pérdidas para salvaguardar los intereses de la Corporación.

La actuación de su Junta Directiva, de su alta gerencia y de sus trabajadores y trabajadoras, obedece a los principios de sobriedad, humildad, apego a los preceptos morales y administración sana y no ostentosa de los recursos propios y de la empresa, es por ello que se han realizado las siguientes actividades para revelar la transparencia e integridad:

Se identificaron en las funciones de Exploración, Producción, Refinación, Desarrollo Social, Comercio y Suministro, Negocios Internacionales, Negocios con Terceros y en los Acuerdos de Integración suscritos con otras naciones, principalmente en la región del Caribe y Sur América, áreas y actividades de alto riesgo vulnerables a desviaciones con respecto a las leyes, normas y procedimientos internos de la Corporación, estableciéndose acciones y recomendaciones para remediar las desviaciones, evitar y prevenir la ocurrencia de los mismos.

El Plan de Auditoría para el año 2009, contempla la ejecución de 239 auditorías, habiéndose ejecutado a la fecha planificada, un 60% del mismo con la publicación de 140 informes. Adicionalmente se han atendido y publicado 160 informes de otras actividades de auditoría (actividades especiales, requerimientos y seguimientos). En estas publicaciones se reportan los resultados de las evaluaciones realizadas a los distintos negocios y procesos, señalándose las debilidades del Sistema de Control Interno identificadas, con el propósito que se tomen las acciones que contribuyan a la mejora y fortalecimiento del mismo. La proyección a fin del año es la ejecución del 96% de Plan de Auditoría, y continuar con la atención de actividades de auditoría, estimándose publicar 439 informes en total.

Se lleva a cabo el Proyecto de Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI), el cual permite fortalecer el sistema de control interno en la Corporación para asegurar en forma razonable la exactitud de la información utilizada en la elaboración de los estados financieros. Esto se realiza mediante la documentación y evaluación de riesgos y controles de los procesos claves relacionados, para identificar debilidades de control, así como promover la implantación de procedimientos y soluciones para remediar brechas de control y mitigar riesgos críticos asociados con la información de los procesos medulares del negocio, que permitan mejorar la eficiencia en las operaciones y la confiabilidad en los reportes financieros.

Como resultado del desarrollo de este proyecto se han identificado 1.708 riesgos altos, 2.150 controles efectivos y 1.196 controles no efectivos los cuales presentaron 750 brechas de control.

A la fecha están 100% culminados los procesos de PDVSA y sus Empresas Filiales (PDVSA Petróleo, S.A. Bariven, S.A. Casa Matriz) y se están realizando los levantamientos de información en 7 de las empresas mixtas más significativas, complementando así el alcance original del proyecto (Petrocedefo, Petropiar, Petromonagas, Petrosinovensa, Petroritupano, Petroboscan y Petroregional del Lago).

Se ha remediado el 36% de las brechas de control de riesgo alto, representadas por 275 brechas de control.

Disponibilidad de esquemas de procesos diagramados, mapas y matrices de riesgos y controles debidamente validados con los dueños de procesos, han servido de pilar para el desarrollo de diferentes proyectos dentro de la Corporación:

- Aporte de información clave para el Proyecto “Evaluación de Riesgos de Fraudes y Conductas Irregulares” (Finanzas Corporativa/KPMG).
- Aporte de información clave para el desarrollo del Proyecto “Reemplazo del sistema SAND y STAR al IS-OIL SAP” (Gerencia de Comercio y Suministro / Mercadeo Nacional e Internacional).
- Aporte de información clave para el desarrollo de nueva plataforma de los sistemas NAAF, RESET y GADET (AIT/ Gerencia Corporativa de Control Interno y Calidad de Procesos y Normas y Procedimientos adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas).
- Formación de 52 empleados permanentes en la metodología de análisis y evaluación de riesgos y controles.

En el Plan Operativo Anual de la Dirección de Auditoría Fiscal se realizaron 23 actuaciones en el año 2009, de éstas, 13 son actuaciones de Control Fiscal, nueve corresponden a seguimientos de Informes de la Contraloría General de la República y una sobre Acta de Entrega.

Por parte de la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna se analizaron 196 desviaciones y se realizaron 10 estudios a procesos, durante el año 2009.

Destacando, que el análisis de las desviaciones tiene por objeto estudiar las inconsistencias, una vez ocurridas, por medio de la determinación de las causas, fallas y vulnerabilidades presentes en los procesos de la Corporación, con el fin de emitir las recomendaciones que eviten la ocurrencia de las mismas.

El estudio de procesos identifica vulnerabilidades y amenazas a activos intangibles (procesos) e instruye a los custodios para elevar los niveles de seguridad, utilizando para ello, metodologías de evaluación y diagnóstico de procesos y técnicas de auditoría, que permitan establecer acciones y recomendaciones ante hechos que afecten o puedan afectar el Patrimonio de la Corporación y la Continuidad de las Operaciones.

Se realizaron en todas las Áreas Operativas, Filiales y Negocios de PDVSA las Jornadas de Control en la Gestión con la participación de las Direcciones Ejecutivas de Auditoría Interna, Recursos Humanos, Finanzas, Auditoría Fiscal y Oficina del Comisario. Su finalidad fue la de fortalecer el sistema de control interno de nuestra empresa, producto de una Resolución del Comité de Auditoría de PDVSA, a través de su Presidente, Ingeniero Rafael Ramírez. En su ejecución se destacó la importancia del Control Interno para el logro de los objetivos de la Corporación, promoviendo la cultura de control y sensibilizando masivamente a los trabajadores.

Estas acciones permiten a la industria prevenir posibles pérdidas a su patrimonio y minimizar la ocurrencia de desviaciones y riesgos en sus procesos. De igual manera, estas acciones contribuyen a asegurar el uso efectivo y transparente de los recursos provenientes del negocio petrolero, tan importantes para la concreción de los objetivos de negocios y líneas estratégicas del Estado.

Es importante destacar que la cultura del Control Interno es vital dentro de la filosofía de PDVSA para el logro de los objetivos y metas de la Corporación, razón por la cual, la Gerencia Corporativa de Control Interno y Calidad de Procesos y Normas y Procedimientos adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas, con el objeto de fortalecer el sistema de Control Interno de PDVSA, avanza en los siguientes proyectos:

1) Proyecto de Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI)–Plan de Remediación

El Proyecto (MSCI) y el Plan de Remediación de Brechas, bajo la coordinación de la Dirección de Auditoría Interna de PDVSA, tiene por objeto fortalecer el Sistema de Control Interno de la Corporación y en su fase de remediación de las brechas identificadas (Controles inexistentes, debilidades de control) en los procesos de mayor impacto en la elaboración de los Estados Financieros de la Corporación.

El levantamiento inicial de procesos, arrojó un total de 765 Brechas de mayor impacto en los resultados financieros de la Corporación, para lo cual se implementó **un Plan de Remediación**, cuyo objeto es establecer las acciones correctivas que garanticen la eficiencia de los procesos financieros como base para lograr la Primera Certificación del Sistema de Control Interno de la Corporación, acción esta que equiparará a PDVSA con los estándares mundiales en empresas de su ramo.

Al 31 de diciembre de 2009, se han remediado 307 (40%) brechas asociadas a procesos medulares de las Filiales PDVSA Petróleos, S.A. y PDVSA Bariven, S.A., las cuales garantizan la confiabilidad de la información financiera de las Filiales. Adicionalmente, en el año 2009, se inició el levantamiento de procesos en las Empresas Mixtas, según su impacto en los Estados Financieros.

2) Proyecto de Evaluación de Riesgo de Fraude y Conductas irregulares (ERF & CI)

La Gerencia Corporativa de Control Interno y Calidad de Procesos y Normas y Procedimientos con el apoyo de la Firma Alcaraz Cabrera Vázquez KPMG, está llevando a cabo el Proyecto de Evaluación de Riesgo de Fraude y Conductas Irregulares (ERF & CI), el cual complementa las acciones para fortalecer el Sistema de Control Interno existente en PDVSA, implantando metodologías de vanguardia internacional en la detección de los riesgos específicos de Fraude que pudiesen presentar los procesos financieros medulares, no contemplados en el enfoque o alcance del Proyecto Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI), desarrollados en sus primeras fases por la Dirección de Auditoría Interna. Estos proyectos se complementan a su vez metodológicamente en su documentación y desarrollo.

Alcance del Proyecto:

Durante el año 2009, se ha iniciado la evaluación e identificación de los Riesgos de Fraudes y Conductas Irregulares, con el objeto de proponer oportunidades de mejoras en las Filiales: Bariven, S.A., PDVAL, y Organizaciones Contratantes y Comercio y Suministro, específicamente en los ciclos de:

- Procura, Contrataciones y Pagos.
- Despacho, Facturación y Cobranzas.

Posteriormente, se evaluarán las Filiales que la Corporación considere, hasta completar la totalidad de las Filiales y Organizaciones de la Corporación.

Código de Ética Socialista Corporativo:

En el marco del Proyecto de Riesgo de Fraude y Conductas Irregulares, se impone la necesidad de unificar las diferentes iniciativas efectuadas en organizaciones y filiales de PDVSA, tendentes a la consolidación de un Código de Ética Socialista, a ser aplicado en toda la Corporación, incluyendo las filiales del exterior. Hasta diciembre de 2009, se ha elaborado un Preliminar del Código de Ética Socialista, el cual esta siendo sometido a la revisión y discusión por parte del Comité de Seguimiento del Proyecto, integrado por: la Dirección Ejecutiva de Finanzas, Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas, Dirección Ejecutiva de Recursos Humanos, Consultoría Jurídica, Gerencia Corporativa de Automatización, Informática y Telecomunicaciones, Oficina del Comisario, Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna, Dirección de Auditoría Fiscal e Intevop, S.A., así como a la consulta del resto de las organizaciones en áreas, negocios y filiales nacionales.

Adicionalmente, como complemento a esta iniciativa, se revisó la funcionalidad y protocolos implementados en las Líneas de Denuncias, existentes en la Corporación, bajo la responsabilidad de la Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas o de la Dirección de Auditoría Fiscal, a fin de elaborar una propuesta 2010, que contenga las mejores prácticas a nivel mundial.

Posteriormente se establecerá un plan o estrategia de comunicación para la difusión dentro de la empresa a nivel nacional e internacional del Proyecto de Riesgos de

Fraudes y Conductas Irregulares, a través de las distintas herramientas definidas como videoconferencias, red interna y comunicaciones escritas.

3) Jornadas de Control en la Gestión

En línea con los planes de fortalecimiento del Sistema de Control Interno de PDVSA y sus Filiales, se realizaron las "Jornadas Corporativas de Control en la Gestión", en cumplimiento al lineamiento del Comité de Auditoría de PDVSA, presidido por el Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo y Presidente de PDVSA Ing. Rafael Ramírez.

El objetivo de estas jornadas es sensibilizar, instruir y reforzar la información sobre el marco legal y mejores prácticas de control en la operatividad de los procesos financieros, bajo responsabilidad del personal gerencial, supervisorio y recién ingresado, orientándolos hacia el manejo de los recursos de forma sana, transparente, efectiva y eficiente, lo que conlleva a lograr mayor fluidez de los procesos, reduce la burocracia y fomenta esquemas de rendición de cuentas en los diferentes procesos y niveles jerárquicos de la Corporación.

En la realización de estas jornadas participan activamente la Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa, Dirección Ejecutiva de Finanzas, y las Direcciones de Recursos Humanos, Auditoría Fiscal, y la Oficina del Comisario.

El programa está dirigido a todo el personal y se tiene previsto desarrollarlo en dos fases. La primera enfocada en el personal gerencial, las cuales se vienen realizando en todo el ámbito nacional durante el año 2009, cubriendo las empresas del sector petrolero.

Durante el año 2009 entre octubre y diciembre 2009, fueron realizadas 20 jornadas de Control en la Gestión en Sector Petrolero: 6 en el área Metropolitana; 5 en Occidente; 6 en Oriente y 3 en Centro Sur, abarcando los negocios de Exploración y Producción de Crudo, Refinación y Almacenamiento, Gas, Servicios, Comercio y Suministro, Bariven, S.A. y Empresas Mixtas, con una asistencia total de 1.632 personas.

La segunda fase estará dirigida a los niveles supervisorios y ejecutores, y será cumplida durante los años 2010 y 2011. Para el año 2010, según la planificación

original, se cubrirá el sector no petrolero, el cual comprende las filiales y negocios de PDVSA, orientados a fortalecer el desarrollo endógeno nacional.

5.3. Política Pública

Desde noviembre 2006 fue creada la Oficina de Atención Ciudadana, adscrita a la Dirección de Auditoría Fiscal con el fin de cumplir con las Normas para Fomentar la Participación Ciudadana, según Resolución de la Contraloría General de la República N° 01-00-000225 de fecha 20 de agosto de 2007, publicada en la Gaceta Oficial N° 38.750 de la misma fecha.

El número de solicitudes tramitadas durante el año 2009 en la Oficina de Atención Ciudadana fue de 10 consultas telefónicas, 8 consultas presenciales, 3 denuncias recibidas y 16 solicitudes resueltas.

5.4. Entrenamiento impartido al personal de la Corporación

Los programas de entrenamiento tienen por objetivo formar y capacitar a los trabajadores y trabajadoras de PDVSA y sus Filiales en los aspectos vinculados al control interno de la Corporación.

Con el objeto de fortalecer el control interno de la Corporación y promoviendo la cultura de control para lograr una sensibilización a gran escala y el cumplimiento de las instrucciones emanadas por el Comité de Auditoría, presidido por el Ing. Rafael Ramírez, Presidente de PDVSA y Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo, en octubre del 2009, se inició a nivel nacional, la primera etapa de las Jornadas Corporativas de Control en la Gestión, con la participación activa de representantes de las direcciones de Finanzas Corporativas, Recursos Humanos, Auditoría Fiscal, Oficina del Comisario y Auditoría Interna Corporativa; hasta la fecha han participado 1.362 trabajadores, gerentes y supervisores de todos los Negocios y Filiales del sector petrolero y está prevista la ejecución de una segunda etapa dirigida al resto del personal de la Corporación

La Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa (DEAIC), inició con esfuerzo propio, el "Programa de Adiestramiento Básico Corporativo de Auditoría Interna" ó PABCAI, con el propósito de fortalecer las competencias técnicas del personal de la DEAIC, con el fin de aumentar la eficacia y eficiencia en el proceso de auditar a través de la homologación de criterios técnicos a utilizar. El PABCAI contó con la

participación de 22 Gerentes de área que fungieron como instructores, se organizaron 12 Grupos de participantes de todas las áreas del negocio petrolero a nivel nacional con un total de 144 auditores asistentes y 480 horas de adiestramiento.

En el año 2009, la Gerencia Corporativa de PCP ha invertido un total de 47.587 Horas/Hombre, 1.245 postulados han asistido a 127 actividades de Formación relacionadas con las Competencias Técnicas de Seguridad, que se han desarrollado en el ámbito nacional, entre las cuales se pueden mencionar: Protección del Sitio del Suceso, Análisis de Riesgo, OMI 3.21 Oficiales de Protección de la Instalación Portuaria, Análisis Causa Raíz, Patrullaje y Recorrido, Criminalística, Seguridad en Espacios Confinados, Sistema de Reportes de Novedades, Ley de Contrataciones Públicas, Ley Contra la Corrupción, Taller de Cultura Preventiva, Taller de Estudios de Procesos, Formación para Operadores de Protección Industrial Nivel I, Nivel Básico de Seguridad, Curso SICESMA, Charlas de Medidas Disciplinarias, Cerrajería BEST Básico y Avanzado, Mejores Prácticas para Evaluar el Control Interno de los Procesos Internos del Negocio, Curso de Seguridad Perimétrica, Conformación de Redes de Inteligencia, Curso Avanzado para Administradores LENEL, Consumo y Tráfico de Drogas, Verificación de Personas Naturales y Jurídicas, Equipos de Protección Industrial, Soluciones en Tecnología de Seguridad, entre otros.

Desde abril de 2005 se han facilitado en la Corporación a nivel nacional talleres de Contraloría Social a un total de 596 trabajadores, de los cuales 140 se formaron en el año 2009 en talleres de Participación Ciudadana y Contraloría Social.

De esta forma PDVSA mediante la Dirección de Auditoría Fiscal cumple con su deber de fomentar en el personal de la Corporación, la participación ciudadana según el mandato de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal, así como con la normativa interna, según Resolución de la Junta Directiva de marzo 2005 referente al apoyo a las actividades de Desarrollo social.

Medidas desarrolladas para evitar la corrupción

El Comité de Planificación de Auditoría Interna, conformado por las gerencias de auditoría interna, se encuentra desarrollando 3 proyectos para establecer los lineamientos de conducta del Talento Humano que se interrelaciona con la Corporación (Proyecto Código de Ética), crear un órgano que vele por el

cumplimiento de estos lineamientos (Proyecto Comité de Gobierno Corporativo) y el modo para recibir y procesar las denuncias (Proyecto Procedimientos para denuncias recibidas por el Comité de Gobierno Corporativo).

La Gerencia de Prevención y Control de Pérdidas (PCP) propuso el desarrollo de 2 proyectos enfocados a la prevención de la corrupción y conductas desviadas dentro de la Corporación: El Sistema Socialista de Gestión Ética (SSGE), el cuál tienen como objetivo construir una PDVSA moralmente sana, desde el punto de vista humano, político, administrativo, técnico-operacional y financiero, que permita promover y fortalecer la ética personal y organizacional, a fin de enfrentar la corrupción.

Este proyecto fue elevado en punto de cuenta en diciembre del año 2007, al despacho del Ministro.

En virtud de los tiempos de revisión e implantación de un proyecto como el mencionado, se reorientó el mismo para su aplicabilidad a lo interno de la organización, es decir, sólo PCP. En este sentido, se llegó a cumplir con una de las primeras fases de la reorientación del proyecto, entre las cuáles se mencionan: selección de valores, para la posterior redacción del código de ética y el código de conducta, del trabajador de PCP.

Otro aspecto importante ha sido la investigación de casos ocurridos por desviaciones internas, realizado a través de la aplicación del procedimiento establecido por la Gerencia de PCP para la investigación de todas aquellas desviaciones que puedan afectar el patrimonio de PDVSA y sus Filiales. En cuanto a los casos de investigación por desviaciones internas que se han manejado durante el año 2009 podemos mencionar 532 casos especiales: 187 por contravención de normas internas, 132 por hurto y 38 por alteración/falsificación de documentos entre otros. Durante el año 2009 se tomaron 851 decisiones, y 801 relacionadas con responsabilidad. Entre las acciones disciplinarias más destacadas se encuentran: calificación de despido y amonestación, representando el 63% y el 20% respectivamente, del total de decisiones a nivel nacional.

6. Desarrollo Social

Con base en la responsabilidad social de PDVSA, establecida en los Artículos N° 86, 87, 111, 132, 135, 184, 299, 302 y 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 la construcción y rehabilitación de la infraestructura de servicios básicos de uso público, la diversificación económico-productiva, la atención integral en salud, la universalización de la educación bolivariana, y la participación soberana del pueblo, PDVSA participa junto al Gobierno Nacional en el cumplimiento de las Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación y el Plan Siembra Petrolera.

Los aportes para 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, muchos de estos aportes se realizan a través de fideicomisos constituidos con instituciones financieras gubernamentales, con el aporte proveniente del fondo de Empresas de Propiedad Social (EPS), el Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO) y contribuciones al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN) y al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA).

Adicionalmente, con la finalidad de profundizar en la verdadera siembra del petróleo, la Junta Directiva de PDVSA en el año 2006 aprobó que 10% del monto que se invierte en obras y proyectos petroleros de todas sus filiales, sea dedicado a Desarrollo Social, en las áreas de educación, vialidad, salud, infraestructura de servicios y economía social, entre otros; a fin de profundizar la transformación social, en las áreas de influencia de nuestras operaciones.

El Desarrollo Social en PDVSA está orientado hacia la construcción del Socialismo Bolivariano y su significado es la consolidación de una nueva estructura social justa e incluyente, en la cual prevalecen los más altos valores de solidaridad e igualdad social que se traduce en nuevas formas de producción, apropiación y distribución de los recursos económicos.

6.1. Aportes para el Desarrollo Social

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

- 1.960 millones de dólares a Misiones Sociales: Ribas, Barrio Adentro (fases I, II, III y IV), Sucre, Vivienda, Revolución Energética, Árbol, Plan de Vialidad, Obras Hidráulicas, Aportes a Comunidades y Núcleos de Desarrollo Endógeno.
- 416 millones de dólares provienen del Fondo Social Programa de Empresas de Propiedad Social (EPS), el cual se conforma de las retenciones que realiza

PDVSA a todos sus contratistas y proveedores, con la finalidad de apoyar a las comunidades en proyectos como: La creación del Distrito Insular del estado Nueva Esparta, el Plan Integral de Mantenimiento Ambiental del estado Sucre, proyectos de dignificación revolucionaria sector el Marite, Maracaibo, estado Zulia, apoyo en la recuperación del Sistema Eléctrico de los estados Anzoátegui y Nueva Esparta, Obras de Vialidad en los estados Sucre, Vargas, Yaracuy, Barinas y Apure, Apoyo a las Mesas de Energía a nivel nacional, aportes a la Fundación Misión Ribas, Sustitución de Ranchos por Viviendas dignas en el estado Mérida, restauración de la Fuente de Plaza Venezuela municipio Libertador, Distrito Capital.

- 29 millones de dólares provienen de Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), el cual se conforma de 2,22% de la ventaja adicional de las Empresas Mixtas, destinado a financiar proyectos de desarrollo social, de infraestructura, de servicios y productivos dentro de los lineamientos del Plan Nacional del país.
- 78 millones de dólares para planes especiales de inversión discriminados de la siguiente manera: Vivienda y Hábitat; 24 millones de dólares y el Fondo para Financiamiento de Proyectos Agrícolas; 54 millones de dólares, apoyando a la Fundación Fondo Nacional para la Producción Lechera (FONAPROLE).
- 600 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), entidad creada por el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela con la finalidad de ejecutar obras de infraestructura, entre las cuales se destaca el Hospital Cardiológico Infantil “Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa”, las líneas 3 y 4 del Metro de Caracas, Metros Los Teques, Maracaibo y Valencia, Trolebús Mérida, el Ferrocarril Caracas–Tuy Medio, Plan Masivo de Construcción de Viviendas, Satélite Simón Bolívar, Sistema Vial Tercer Puente sobre el Río Orinoco, así como diversas plantas y centrales de generación eléctrica que se construyen en distintas regiones del país. Conforme a los mecanismos previstos en la Ley del Banco Central y en la Ley de Contribuciones Especiales Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos, PDVSA transfiere a la República, por intermedio del FONDEN, los excedentes de la renta petrolera, para que sean invertidos en el desarrollo de la Nación.

En la siguiente tabla se indican los aportes realizados en millones de dólares al Desarrollo social, durante el 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 (CVP)										
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, y por otra parte la reducción de los aportes al sector agrícola otorgados al Fondo Nacional de Desarrollo Agrario Socialista (FONDAS) y Banco Agrícola de Venezuela (BAV), ya que para el año 2009 estas instituciones les fueron otorgados recursos propios para la ejecución de su gestión.

6.1.1. Misiones

A continuación se comentan los objetivos e impactos de los aportes de PDVSA a las diferentes Misiones y Planes de Inversión Social adelantadas por el Gobierno Bolivariano de Venezuela:

Misión Ribas

Contempla beneficiar a todas aquellas personas que no han podido culminar el bachillerato. Los recursos asignados hasta el año 2009 han sido por 2.065 millones de dólares, recursos que se han traducido en el otorgamiento de 159.749 becas, 33.017 espacios educativos en funcionamiento, 632.623 vencedores y vencedoras han obtenido el Título de Bachiller de la República Bolivariana de Venezuela, la matrícula actual es de 459.102 vencedores y vencedoras.

Adicionalmente, se logró la inserción laboral de 1.393 vencedores de la Misión Ribas en: PDVAL, PDVSA Gas, S.A. y Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC).

A fin de apoyar a los vencedores y vencedoras para que se inicien en una actividad productiva que les permita mejorar su calidad de vida y los integre en un trabajo organizado en pro de las comunidades, se crearon la Misión Ribas Productiva y la Misión Ribas Técnica.

Misión Ribas Productiva: tiene su punto de articulación con el marco del Programa EPS de PDVSA, para lo cual desde el año 2006 se han financiado 136 proyectos productivos bajo el esquema cooperativista obteniendo resultados exitosos, sin embargo, apuntalando a la profundización de las políticas de inclusión y equidad social contempladas en el Plan Nacional Simón Bolívar se introduce un nuevo esquema de participación popular con miras a dar mayor inserción laboral, continuidad y sostenimiento en el tiempo a los vencedores y vencedoras, son desarrolladas en el seno de la Fundación Misión Ribas programas de formación como las Brigadas Productivas Socialista y la Misión Ribas Técnica.

Brigadas Productivas Socialistas: Para mediados del mes de mayo de 2009 según instrucciones del Ciudadano Ministro-Presidente de PDVSA (Ing. Rafael

Ramírez) nacen las Brigadas Productivas Socialistas, conformadas con los egresados de las Misiones y Comunidades Organizadas, que luego de un proceso de formación y capacitación técnica, se constituyen con la finalidad de promover la participación comunitaria y la incorporación del voluntariado a través de la ejecución de proyectos socialistas orientados a la ejecución de obras y prestación de servicios para satisfacer las necesidades en diferentes sectores.

En vista que PDVSA representa el motor de la economía nacional a través de su enorme capacidad de contratación y mantiene una demanda permanente de obras y servicios de diferente naturaleza susceptibles de servir de palanca de desarrollo y sustentabilidad de los Programas Sociales que impulsa el Gobierno Bolivariano, se instruye a la Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social (EPS) a emprender acciones para suscribir un convenio de cooperación, de amplio alcance entre PDVSA y la Fundación Misión Ribas, apoyando así las iniciativas de esta Misión y sus Brigadas Productivas Socialistas, para promover su fortalecimiento, desarrollo y evolución en el corto y mediano plazo.

Misión Ribas Técnica: Es un programa educativo adscrito a la Fundación Misión Ribas, el cual tiene como objetivo formar técnicos medios en las diversas áreas industriales asociadas a los Planes de Desarrollo de la Nación, el período de formación es de dos años. Se suscribe en el marco legal del artículo 3 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, en el Plan Nacional Simón Bolívar, el Plan Siembra Petrolera 2007-2013 y lo emitido por el Sistema Educativo Bolivariano en el Currículo Nacional Bolivariano.

En su primera fase, alineadas con el Plan Siembra Petrolera 2007-2013 y tuteladas por PDVSA, se imparten seis especialidades (Perforación Petrolera, Producción de Crudo y Gas, Mantenimiento Mecánico, Electro instrumentación, Soldadura y Refinación de Petróleo) en ocho estados que cuentan con la infraestructura para la actividad petrolera (Zulia, Falcón, Barinas, Apure, Carabobo, Monagas, Anzoátegui y Sucre).

En el diseño curricular de Ribas Técnica, cada especialidad está conformada por tres componentes: componente de formación de conocimientos generales, componente de formación socio-productiva tecnológica y componente de formación de la ciudadanía.

La preparación académica comprende un primer año de estudios básicos teórico-práctico y un segundo año de formación en el componente socio-productivo tecnológico. Al 31/12/09, se tienen una matrícula de estudiantes de 12.135 vencedores (as) cursando estudios en las seis especialidades distribuidos en 736 ambientes de clases en estos ocho estados, con 758 facilitadores y 223 coordinadores de planteles.

MISIÓN RIBAS / RIBAS TÉCNICA DICIEMBRE/09						
Estado	Matrícula Actual de Vencedores	Total de Facilitadores (Actualmente en la Misión)	Total de Instructores	Total de Ambientes	Total de Coordinadores (Actualmente en la Misión)	Total de Planteles
Anzoátegui	3.186	163	61	169	41	62
Apure	146	9	8	9	3	2
Barinas	334	17	25	16	5	10
Carabobo	513	38	0	38	3	26
Falcón	617	42	16	42	5	32
Monagas	2.646	155	49	139	47	77
Sucre	174	9	8	9	2	2
Zulia	4.519	325	0	314	117	131
TOTAL	12.135	758	167	736	223	342

Fuente: Sala Situacional Nacional Fundación Misión Ribas.

Misión Alimentación

El objetivo fundamental es efectuar el mercadeo y la comercialización de productos alimenticios de primera necesidad manteniendo calidad, bajos precios y fácil acceso, a fin de abastecer a la población venezolana, especialmente la de escasos recursos económicos. Con esta Misión, PDVSA apoya el Plan de Seguridad Alimentaria a nivel nacional, a través de aportes a la Fundación Programa de Alimentos Estratégicos (FUNDAPROAL), Mercado de Alimentos, C.A. (MERCAL) y La Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas (LA CASA).

Hasta el año 2009 se han otorgado 1.902 millones de dólares, para el acondicionamiento de 15.744 establecimientos a nivel nacional; se han adquirido 60 gandolas y 3 plantas empaquetadoras; y se han puesto operativas 6.004 casas de alimentación. Asimismo, se apoyó en la realización de 305 Megamercales.

La población beneficiada con estos aportes ha sido aproximadamente de 15.913.000 venezolanos y venezolanas, en todo el territorio nacional. Se logró comercializar aproximadamente 1.314.000 TM de alimentos.

Adicionalmente, se logró la adquisición de maquinaria e implementos agrícolas y plantas agroindustriales, tales como: tractores, sembradoras, cosechadoras, implementos agrícolas, plantas de silos y secadoras, plantas de alimentos y asistencia técnica en el área agrícola, a través del Convenio Integral de Cooperación entre la República de Argentina y la República Bolivariana de Venezuela.

Misión Barrio Adentro I, II, III y IV

La Misión Barrio Adentro I garantiza el acceso a los servicios de salud a través de la atención primaria. La Misión Barrio Adentro II contempla la recuperación de centros ambulatorios y construcción de Clínicas Populares y Centros de Diagnóstico Integral. La Misión Barrio Adentro III, se enfoca a la reformulación de módulos de asistencia, gestión y modernización de la infraestructura y equipamiento tecnológico de los hospitales públicos. La Misión Barrio Adentro IV está dirigida a edificar nuevos Hospitales Altamente Especializados.

El aporte otorgado hasta el año 2009 ha sido de 5.706 millones de dólares, lo que ha permitido la construcción de 1.000 módulos asistenciales, 29 consultorios populares, 183 centros de rehabilitación integral, 6 centros de alta tecnología, entrega de recursos financieros para gastos de funcionamiento del Hospital Cardiológico Infantil “Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa” y apoyo logístico (alojamiento, alimentación y transporte) en las jornadas médico asistenciales realizadas a nivel nacional.

Misión Vuelvan Caras

Los recursos aportados a esta Misión están destinados a la capacitación de jóvenes y adultos (lanceros y lanceras) en oficios de interés común y en la constitución de cooperativas para garantizar la participación creativa del pueblo en la producción de bienes y servicios, para lo cual, hasta el año 2009, se han aportado 672 millones de dólares.

Los lanceros certificados alcanzan la cifra de 264.720, quienes han conformado 6.814 cooperativas y 130 núcleos de desarrollo endógeno, asimismo se han formado 2.567 facilitadores y 1.546 consultores, y se han otorgado 202.452 becas a personas sustento de hogar y 147.548 becas a personas no sustento de hogar.

A la fecha se ha logrado la adquisición y avances en el reacondicionamiento de una edificación en el Municipio Libertador sector Sabana Grande, estructura que funcionará como un centro de economía popular con 1.102 locales, de los cuales, 850 son locales comerciales destinados a la conversión de trabajadores de la economía popular y solidaria, con el fin de beneficiar a más de 4 mil familias.

Misión Milagro

El principal objetivo de esta Misión es realizar operaciones quirúrgicas por patologías oftalmológicas (cataratas, terigio y ptosis palpebral), de forma gratuita, así como también toda la logística necesaria para facilitar el traslado a la República de Cuba de los pacientes. El aporte a esta Misión hasta el año 2009, ha sido de 159 millones de dólares.

Para apoyar esta Misión se realizó el acondicionamiento del aeropuerto auxiliar “Simón Bolívar” y el acondicionamiento general del aeropuerto “José Antonio Anzoátegui”. Esta Misión ha resuelto los problemas visuales a más de 147.440 pacientes venezolanos y latinoamericanos.

Misión Sucre

Garantiza el acceso a la educación universitaria a todos los bachilleres sin cupo, así como también proporciona infraestructura para la educación superior, entre éstas, la Universidad Bolivariana de Venezuela, Núcleo Maturín. El aporte a la fecha ha sido de 807 millones de dólares, incorporando a 330.346 estudiantes. Adicionalmente a estos aportes, PDVSA ha cedido infraestructura propia en el área Metropolitana de Caracas, que sirve de sede a instituciones como la Universidad Bolivariana de Venezuela–UBV (Edificio Chaguaramos), a la Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada–UNEFA (Edificio Chuao) y al Colegio Universitario de Caracas–CUC (Edificio Sucre), e igualmente avanza en la construcción de la sede de la Universidad Bolivariana

de Paraguaná en el estado Falcón y apoyo en la construcción de laboratorios de la UBV de Güiria estado Sucre..

Misión Vivienda

Contempla la dotación de tierras, servicios básicos, construcción de viviendas, urbanismo; acompañado de programas sociales para el beneficio de la población. A la fecha se han invertido 401 millones de dólares, para apoyar principalmente a los siguientes programas y proyectos:

- Dignificación Revolucionaria Popular sector el Marite, Maracaibo estado Zulia, donde se logró la culminación de 110 viviendas para el año 2009.
- Construcción de 2.600 viviendas asociados al proyecto sustitución de ranchos por vivienda, en varios municipios del estado Mérida.
- Entrega de 424 viviendas durante el año 2009, a través del programa sustitución de ranchos por vivienda en el municipio Alberto Adriani del estado Mérida.

Misión Robinson I y II

Destinadas, en su primera etapa, a la alfabetización de la población venezolana y en su segunda etapa, a culminar estudios de primaria (6° grado), logrando convertir a Venezuela como "Territorio Libre de Analfabetismo", para lo cual durante el año 2003 PDVSA destinó 72 millones de dólares.

Misión Revolución Energética

Fue iniciada el 17 de noviembre de 2006 por el Comandante-Presidente de la República Bolivariana de Venezuela y está siendo ejecutada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, teniendo como objetivos fundamentales: generar conciencia sobre la importancia de la energía y una distribución más justa del potencial energético a través de una visión ambientalista.

Sus actividades principales se pueden definir en tres fases: sustitución de bombillos incandescentes por bombillos ahorradores, sustitución de infraestructura obsoleta de gas, la gasificación nacional, fabricación e instalación de paneles solares, instalación de generación eólica, creación de normas de

eficiencia energética, restauración de plantas ineficientes así como el reemplazo de aquellas que expenden Diesel por gas natural.

De la gestión realizada a través de esta misión resalta el apoyo a las mesas de energías a nivel nacional, apoyo en la recuperación del sistema eléctrico de los estados Anzoátegui y Nueva Esparta, logrando extensiones de redes de distribución a centros poblados, ampliaciones y mejoras de las redes eléctricas y aumento de capacidad de transformación de electricidad, por último se contribuyó con los gastos para la continuidad operativa del sector eléctrico nacional. Hasta el año 2009 se han aportado 1.348 millones de dólares.

Misión Árbol

La Misión Árbol nació el 4 de junio de 2006, y está dirigida principalmente a la población rural del país que ocupa las principales cuencas hidrográficas. Busca despertar en los habitantes su interés por los bosques, favorecer el equilibrio ecológico y la recuperación de espacios degradados. Hasta el 31 de diciembre de 2009 se han incorporado a la Misión más de 29.000 personas que se organizaron en 2.639 Comités Conservacionistas, se llevaron a cabo la ejecución de 2.552 proyectos comunitarios y educativos, la recolección de 101.251 Kg. de semillas y una superficie plantada de 18.322 Ha. Hasta el año 2009 PDVSA ha aportado 23 millones de dólares.

Plan de Vialidad

Durante el período 2005–2009, PDVSA aportó recursos por 580 millones de dólares para los Proyectos de Infraestructura Vial, mediante la firma de diversos Convenios con Gobernaciones y Alcaldías, para la ejecución de las siguientes obras:

- Aportes para la Rehabilitación de la Carretera Nacional Tramo La Encrucijada-San Juan de los Morros, en el estado Aragua, límite con el estado Guárico.
- Aportes para la Rehabilitación de la vía Troncal 13 Tramo Chaguaramas-El Sombrero en el estado Guárico y de la vía Troncal 15, límite Anzoátegui-Santa María de Ipire-El Socorro-Valle de la Pascua, estado Guárico.
- Avances en las Obras de pavimentación y repavimentación de la Parroquia Altagracia del Municipio Sucre, Parroquia Santa Catalina del Municipio Bermúdez, ubicados en el estado Sucre.

- Avances en la construcción Carretera Perimetral de Península Paraguaná, este proyecto incluye la construcción de una nueva vía 75.606 Km entre los poblados de Los Taques y Las Camaraguas, estado Falcón.
- Plan de vialidad del estado Yaracuy.
- Proyectos de vialidad del los estados Guárico, Apure, Barinas, Carabobo y Vargas.
- Ampliación y construcción de la vía La Flecha–Bruzual–Turen, municipio Araure y Eteller, estado Portuguesa.
- Construcción de vialidad rural Dolores-Jacoa, estado Barinas.
- Suministro y transporte de asfalto para bacheo de diferentes sectores del estado Barinas.
- Rehabilitación de la carretera S-35 El Amparo – La Victoria estado Apure.
- Aportes para la construcción de la autopista José Antonio Páez, tramos ubicados en los estados Portuguesa y Barinas.
- Plan Nacional de Vialidad, Etapa Cobertura Nacional. Este proyecto ha permitido la pavimentación de 462 Km de calles, carreteras y autopistas a nivel nacional.
- Trabajos de mantenimiento y rehabilitación de 301 kilómetros de la Troncal 19, estado Apure.
- Rehabilitación del tramo vial San Silvestre, San Rafael de Canagua, El Toreño Santa Lucía y el tramo ramal Santa Inés, estado Barinas.
- Rehabilitación, pavimentación y reparación de vías y puentes en los estados Cojedes y Barinas.
- Rehabilitación de 42 kilómetros de las vías Dos Caminos-Boro-Las Veritas-Iracurigua, municipio Torres y municipio Morán, estado Lara.
- Reparación y mejora de carreteras en el estado Bolívar.
- Rehabilitación de la carretera troncal 17 Lara–Zulia.
- Reparación de las autopistas Francisco Fajardo y Prados del Este, Distrito Capital.
- Aporte al Ministerio de Infraestructura, para la ejecución de obras de asfalto en todo el territorio nacional, enmarcadas dentro del Plan de Vialidad 2005.
- La gerencia de Plan Nacional de Vialidad de PDVSA, ejecutó siete obras de vialidad nacional y se asfaltaron 109 km de las principales carreteras y autopistas del país y 44 obras de vialidad agrícola, se rehabilitaron de forma integral 186 Km, lo que se traduce en mejoras en los accesos y vías de

penetración de diferentes comunidades de sectores agrícolas, asentamientos campesinos y pecuarios, escuelas y sectores indígenas de las zonas sur, oriente y occidente del país.

Proyecto Autogas

El Proyecto Autogas, programa bandera del Gobierno Bolivariano de Venezuela, enmarcado en la Misión Revolución Energética, tiene como objetivo impulsar el mercado interno del gas natural vehicular y el gas licuado de petróleo, y posicionar el uso de éstos como combustible alternativo en el parque automotor venezolano. Contempla:

- La construcción de puntos de expendio de gas natural vehicular (GNV).
- La construcción de puntos de expendio de gas licuado de petróleo (GLP).
- La conversión de vehículos al sistema dual de GNV.
- La conversión de vehículos al sistema dual de GLP.

Durante el período 2006 -2009 se reactivaron 133 puntos de expendio de GNV a lo largo del corredor vial norte costero (eje de movilización más utilizado en el país). Adicionalmente se contaba con 133 puntos de expendio en construcción y 47 en desarrollo de ingeniería.

Para la conversión de vehículos se contaba con 130 centros de conversión operativos y 5 centros de conversión móviles.

Al cierre del año 2009 se convirtieron 19.185 vehículos al uso dual de combustibles (gas-gasolina), de las cuales 14.161 corresponden al año 2009. Adicionalmente la ensambladora Toyota reportó un total de 4.960 vehículos producidos con el sistema bicomcombustible (sistema dual gasolina-gas) convertidos para un total de 24.145 conversiones.

Obras Hidráulicas

Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA ha aportado 118 millones de dólares a diversas Obras Hidráulicas, a continuación se mencionan las más representativas:

- Planta de tratamiento de Aguas Servidas en los municipios Montes y Mariño del estado Sucre.
- Acueducto del municipio Pampán, estado Trujillo.
- Planta de tratamiento de Aguas Servidas en Maracaibo, estado Zulia.

- Obras de Agua Potable, Saneamiento, Control de inundaciones en el municipio Arismendi, estado Barinas.
- Obras de Agua potable, aguas Servidas y Desechos Sólidos, municipio Gran Sabana, Raúl Leoni y Sifontes del estado Bolívar.
- Saneamiento de la Cuenca del Río Tuy, estado Miranda.
- Obras de Suministro de Agua Potable, necesarias para la atención de nuevos desarrollos urbanísticos, que se construyen en el eje Valencia-Maracay-La Victoria.
- Obras de control de Inundaciones, Acueducto y Saneamiento en el municipio Turén, estado Portuguesa.

Otras Misiones

PDVSA ha aportado recursos a las siguientes Misiones: 319 millones de dólares a la Misión Ciencia, 43 millones de dólares a la Misión Música, 45 millones de dólares a la Misión Identidad, 11 millones de dólares a la Misión Guaicaipuro, 283 millones de dólares a los Núcleos de Desarrollo Endógeno, 160 millones de dólares al Proyecto Etanol, apoyando a otros organismos del Estado a cumplir con sus fines y propósitos.

6.1.2. Aportes a Comunidades

Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA ha aportado 1.823 millones de dólares, destinados a la atención de diferentes casos, según se especifica a continuación:

Dotación de Materiales y Equipos:

- Para el año 2009 fueron atendidos 318 casos médicos, en su mayoría niños, niñas y adolescentes, los cuales han restablecido su salud con una alta incidencia en su calidad de vida y la de sus familias.
- En este mismo período fueron atendidos fuera del país 69 casos médicos, la mayoría de estos continúan su tratamiento en Venezuela y 14 fuera del país.
- Se atendieron 7 casos de trasplante hepático y tratamiento y 53 casos de trasplante de médula ósea.
- Donación de material quirúrgico sistema de derivación ventricular peritoneal, Hospital de Niños J.M. de los Ríos.
- Dotación de Insumos Médicos Quirúrgicos.

- Dotación de Equipos Médicos de uso diario: muletas, sillas de ruedas, colchones antiescaras, férulas, etc.
- Dotación de Prótesis y Auxiliares Auditivos.
- Dotación de 1 Ambulancia y 1 unidad móvil médico asistencial, la cual presta servicio asistencial tipo 2, con una capacidad para atender a una población de 12.000 habitantes (municipio Antonio Díaz, estado Nueva Esparta)
- Dotación de 3 unidades de ambulancia tipo II para el Instituto Autónomo de Protección Civil Táchira.
- Creación de un sistema digital de imágenes médicas para el servicio de radiología de las áreas correspondientes a Terapia Intensiva, Emergencia y Mamografía del Hospital Universitario de Caracas. Esta donación tendrá incidencia directa a la capacidad actual del centro hospitalario, el cual atiende a 1.200 camas.

Apoyo Institucional:

- Planes de aceleración del desarrollo regional de los estados Táchira y Mérida, donde se han iniciado obras en los sectores: economía socialista (ganadería y pesca), infraestructura de servicios (eléctrico, hidrológico, vialidad y vivienda), social (educación y salud).
- Donaciones a entes gubernamentales y no gubernamentales así como: Fundaciones y Asociaciones Civiles sin fines de lucro, como: Hospital Luis Razetti, José Gregorio Hernández, Pérez de León, Domingo Luciani, Magallanes de Catia, José María Vargas, Hospital Militar Carlos Arvelo, Manuel Núñez Tovar, José Ignacio Baldó del Algodonal, Fundación de amigos del niño con cáncer, Alcaldías y escuelas bolivarianas.
- Creación del Distrito Insular Nueva Esparta, donde se han realizado obras de infraestructura social tales como: electricidad, saneamiento ambiental, vialidad, agua potable, educación, deportiva y socio-productiva.
- Acondicionamiento y mejoras del Liceo Pedro Emilio Coll, El Valle, Municipio Libertador.
- Avance en las plantas de tratamiento de aguas servidas de los municipios Montes y Mariño del estado Sucre.
- Adecuación de la infraestructura Universidad de Hidrocarburos en el Núcleo Endógeno de Desarrollo Fabricio Ojeda, Distrito Capital.
- Plan integral de manteniendo ambiental del estado Sucre.

- Adecuación universidad de hidrocarburos en el núcleo de desarrollo endógeno Fabricio Ojeda.
- Apoyo a la fundación de la orquesta juvenil e infantil del estado Barinas.
- Avances en la construcción del Liceo Ecológico Bolivariano del Ejército “Simón Rodríguez” Fuerte Tiuna, municipio Libertador, Caracas.
- Apoyo a la Asociación Civil Zamora Fútbol Club
- Restauración de la fuente de la Plaza Venezuela, municipio Libertador, Caracas.
- Avances en la construcción de módulos de Petro-Aulas. Universidad de Oriente (U.D.O.) módulo de Cumaná, estado Sucre.
- Construcción, reparación, equipamiento, acondicionamiento y funcionamiento de módulos de combustible de aviación, bases aéreas y comandos fluviales, en el sur del país.
- Adecuación y remodelación del aeropuerto de Carúpano estado Sucre.
- Apoyo a las Alcaldías Mara y Páez del estado Zulia, a fin de atender las necesidades de asistencia médica especial de las comunidades indígenas Waayú y Añú, tales como: intervenciones quirúrgicas, compra de equipos ortopédicos, implantes y prótesis, quimioterapias y radioterapias, medicamentos y otros.
- Se han hecho aportes de 10 equipos de computación y audiovisuales para la realización de actividades educativas como aporte al desarrollo cultural de niños de sectores populares.
- Dotación de 2 autobuses al Taller de Educación Laboral Bolivariana Ciudad Trujillo, para beneficiar a 60 jóvenes y adultos de escasos recursos económicos y con necesidades educativas especiales tales como: discapacidad intelectual, autismo, parálisis cerebral, síndrome de down y deficiencias auditivas.
- Donación de equipos e implementos de mantenimiento de áreas verdes para la unidad educativa bolivariana Gran Colombia en Caracas, Municipio Libertador.
- Dotación de enseres y equipos para la casa de los abuelos en Petare, con los cuales se benefician 1.000 adultos mayores residentes de la parroquia Sucre.
- Apoyo financiero para la dotación de mobiliario y equipos de transporte para el Consejo Nacional del Niño, Niña y el Adolescente, en los municipios Urariche, estado Yaracuy y el municipio Francisco de Miranda, estado Guárico.

- Contribución al Ballet Nuevo Mundo, para el proyecto Sistema Integral de Danzas, para beneficiar a 22 Parroquias del Municipio Libertador. Con este proyecto se formaron 880 miembros, bajo la modalidad de curso intensivo de danza para ofrecer a las comunidades una experiencia inédita.
- Construcción de un módulo para brindar atención integral en la Fundación de Amigos de Centros Infantiles, estado Barinas.
- En el estado Monagas se desarrollaron clínicas deportivas en las que participaron 510 personas de las comunidades de Los Jabillos, Godofredo González, Raúl Leoni Paramaconi, Constituyente, San Simón y Boquerón.
- Culminación del mercado de Guasdualito, estado Apure.
- Acondicionamiento del Hospital Modelo de Mariara, estado Carabobo.
- Electrificación de comunidades en las zonas rurales de los estados Barinas y Apure.
- Proyecto Paseo Recreacional y Turístico Generalísimo Francisco de Miranda, Municipio Colina, estado Falcón.
- Mejoras a la infraestructura de la Fundación del Niño del estado Anzoátegui.
- Mejoras y acondicionamiento del Círculo Militar de Caracas, lo cual contempla Adecuación Eléctrica, reparación del sistema de Aire Acondicionado y obras de Infraestructura en el Salón Venezuela.
- Jornadas Comunitarias Moral y Luces en Escuelas del área Metropolitana, con mejoras y reacondicionamiento de escuelas; y dotación de útiles escolares.
- Se culminó la adecuación de Módulo de Suministro de Aviación Caicara del Orinoco, para apoyar a Comunidades Indígenas y la Fuerza Armada en el Área Fronteriza, contemplado en el Plan Estratégico de Desarrollo y Consolidación del Sur del País.
- Proyecto Isla Guaraguao, el cual incluye un proyecto endógeno que combina dignificación de viviendas, con infraestructura de asentamiento pesquero y proyectos económicos organizados en EPS.

Apoyo a Comunidades PDVSA La Estancia

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 y venezolanas.

Tal modelo ha sido perfilado con sólidas bases conceptuales: 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 (Artículo 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: en ella, se reconoce la diversidad multiétnica y pluricultural de los diversos linajes tradicionales que constituyen la venezolanidad; un espacio para la inclusión en revolución, que se traduzca en acción cultural y social con calidad para todos, pues, tal como dijo el Che Guevara, “la calidad es el respeto al pueblo...”.

Las actividades ejecutadas por PDVSA La Estancia se organizan en tres ejes que –lejos de constituir compartimientos estancos- funcionan como indisolubles líneas de acción: Eje Cultural, Eje Social y Eje Patrimonial, áreas medulares en las que en 2009 se concretaron logros tangibles en beneficio de la colectividad.

Eje Cultural

A través de esta línea de acción, PDVSA La Estancia desarrolló una intensa labor de expansión formativa orientada a toda la colectividad, con el propósito de difundir los valores educativos y culturales que identifican a la sociedad venezolana.

Una nutrida programación, basada en el calendario de efemérides nacionales y festivales (calendario patrio y de tradiciones), ofreció en 2009 más de 600 eventos y actividades gratuitas de excelente calidad, en las que convergieron todas las manifestaciones de la cultura: música, teatro, danza, artes plásticas, fotografía y literatura, entre otras.

Estas actividades fueron disfrutadas por más de dos millones de venezolanos y venezolanas en el Circuito Cultural conformado por PDVSA La Estancia Caracas, Espacio Cultural en el bulevar de Sabana Grande, Espacio Cultural en la Plaza Venezuela, el Salón Simón Bolívar en la sede del Complejo Menpet-PDVSA, Núcleo Endógeno Fabricio Ojeda (NUDEFO) en Catia, PDVSA La Estancia Paraguaná y PDVSA La Estancia Itinerante en el Occidente del país.

La programación giró en torno a festivales mensuales que exponen de manera detallada y vivencial diversos hitos de la cultura y la tradición, al tiempo que suma talleres y charlas para beneficio formativo del público asistente. Así, el público tuvo un encuentro directo con el colorido carnestolendo (febrero), joropeó con el Festival del Joropo (marzo), selló su compromiso con la construcción de la Patria Buena con El Alma de la Canción Revolucionaria (abril), presentó sus respetos ante el santo madero florido de vida elevando Cantos a la Cruz de Mayo (mayo), celebró a los santos varones del calendario patrio en La Canta y la Danza de los Santos (mayo), rindió honores a la Caraqueñidad (julio), recorrió Los Caminos de la Salsa (agosto), aplaudió el quehacer de las Orquestas Típicas Venezolanas (septiembre), reafirmó su herencia latinoamericana en el Festival Somos PDVSA La Estancia (octubre), se dejó estremecer por el ritmo de la Nocturnidad Caraqueña (noviembre) y apoyó la inextinguible musicalidad navideña en la segunda edición del Festival de Aguinaldos y Parrandas (diciembre), que desde su inicio promociona y premia a agrupaciones noveles o poco conocidas que cultivan estos dos pascuales ritmos.

Paralelo a estos festivales, se realizaron antológicas exposiciones de arte en las que se exaltó la trayectoria de grandes artistas venezolanos como Juan Calzadilla, con la muestra “Poética visiva y continua”; Francisco “Paco” Hung con “Permanencia de la imagen”. En espacios alternativos se presentaron exposiciones temáticas como “Palestina, Encrucijada de la Historia” y “¡Morazán vigila!”.

Eje Social

PDVSA La Estancia concentró su radio acción en el acompañamiento e impulso social a las obras patrimoniales que ejecuta la institución en Caracas (Sabana Grande, Plaza Venezuela, Parque Carabobo, Parroquia Santa Teresa, Parque El Calvario y Catia) así como en Paraguaná y Maracaibo, con la cual se cumple con la obligación de incluir a los distintos actores que hacen vida en estos espacios y sus zonas de injerencia, en las etapas de planificación, ejecución y seguimiento de los Proyectos.

Con cada intervención se ha diseñado una estrategia de abordaje con la comunidad desde los espacios de los actores sociales directos como el

Gobierno Parroquial, consejos comunales y todas las organizaciones comunitarias.

En los sectores de La Dolorita, Caucagüita y Filas de Mariches, de la Parroquia Petare en la capital, también se prestó asistencia a través de jornadas médico-odontológicas, legal y deportiva, combinada con la presentación regular de espectáculos formativos y tradicionales para todo público. Esta intervención inspiró la celebración de Actividades Especiales, en las que empleados de Petróleos de Venezuela trabajan de forma voluntaria dentro y fuera de su sede.

De igual manera, se contribuyó con el acceso directo a rubros alimenticios a través de la articulación de distintas jornadas de PDVAL con actividades culturales, realizadas en las instalaciones de PDVSA La Estancia, así como en las comunidades que trabajan en los proyectos de rehabilitación de espacios públicos.

Por otra parte, se dio continuidad al programa de entrega de cuentos y juguetes educativos, que llegó a un millón de niñas y niños, con miras a hacer frente al sistemático bombardeo de mensajes culturalmente alienantes y cargados de violencia; así como al de visitas guiadas con el cual se atendieron 16 mil niños y niñas.

En materia de talleres, se beneficiaron mil 634 personas en ajedrez, 4.693 en cuatro y más de 30 mil con el yoga.

Eje Patrimonial

Con el propósito de fortalecer la memoria colectiva y la identidad cultural venezolana, PDVSA La Estancia se ha empeñado en colaborar con los organismos del Estado en valorar, recuperar y conservar los bienes materiales e inmateriales, de excepcional valor para la Nación. Bajo tales premisas, el brazo social y cultural de la industria petrolera ha emprendido la recuperación de obras emblemáticas de la venezolanidad.

- Plaza Venezuela

El año 2009 se constituyó como el período de consolidación de la gestión patrimonial con la culminación de la rehabilitación del Complejo Escultórico-

Monumental de la Plaza Venezuela, constituido por el Abra Solar de Alejandro Otero, rehabilitada por PDVSA La Estancia en 2007; la Fisicromía en Homenaje a Don Andrés Bello de Carlos Cruz-Diez, entregada en 2008; y finalmente la Fuente de Plaza Venezuela, emblemática obra que volvió a regalar luz, color, movimiento, y ahora música, en un espectáculo que atrae a miles de visitantes noche a noche, fomentando la experiencia del encuentro y de la vuelta a los espacios públicos.

- Bulevar de Sabana Grande

En el caso de Sabana Grande, luego de 2 años de trabajos ininterrumpidos para la configuración del plan, se inició la ejecución de la primera etapa del Proyecto de Rehabilitación Patrimonial que, teniendo como base el Diagnóstico Integral, realiza PDVSA La Estancia en conjunto con la Alcaldía del Municipio Bolivariano Libertador, el Metro de Caracas C.A. y el Gobierno del Distrito Capital.

Este sector de la primera etapa comprende 3.600mts² de obra en el que ejecutan los siguientes subproyectos:

- Sistema de Movimientos y Usos de la Tierra.
- Mobiliario Urbano.
- Pavimentos.
- Sistema de Protección Climática (Paisajismo).
- Regulación de Fachadas y Mensajes Visuales.

Para 2011 se estima la entrega de los 90.000mt² del bulevar de Sabana Grande rehabilitado en su totalidad. Asimismo, en 2009 se culminó la tercera etapa de iluminación del bulevar de Sabana Grande con la colocación de postes en las avenidas Casanova y Solano, circundantes con el bulevar.

- Parque Carabobo

Fue rehabilitado el Grupo Escultórico Parque Carabobo, concebido por Francisco Narváez en 1934, el cual puede ser admirado a través de una estructura protectora especial, mientras se ejecuta el Proyecto de Rehabilitación Integral por parte de PDVSA La Estancia, la Alcaldía de Caracas y el Gobierno del Distrito Capital.

- Círculo Militar

Se culminaron los trabajos de recuperación del Círculo Militar, específicamente sus Salones Ayacucho y Carabobo, así como su gran legado artístico, elemento identificador de nuestra historia.

- Mantenimientos generales

PDVSA La Estancia comprometido en el mantenimiento de las obras rehabilitadas, realizó las labores de limpieza y cuidado de la Esfera Caracas, del maestro Jesús Soto, en la Autopista Francisco Fajardo; Espejo Solar II, del Alejandro Otero en la sede de Cadafe, en el Marqués; y de “Los Cerritos” de Otero y Mercedes Pardo, ubicada en Catia.

Cabe destacar que, producto de estas intervenciones de rescate patrimonial, se integró en sus obras a personas en situación de calle, importante logro en materia de acción social alcanzado por PDVSA La Estancia durante el año 2009; de tal suerte, hombres y mujeres otrora entregados al alcohol, drogas y mendicidad, ahora participan regularmente en el mantenimiento de las piezas y áreas recuperadas.

6.2. Proyectos financiados 10% de proyectos de inversión

Corresponde a la ejecución de planes y programas a través de la inversión directa que realiza PDVSA, sus Empresas Mixtas y Filiales equivalente al 10% del monto estimado para la ejecución de proyectos de inversión; de los recursos provenientes del Fondo Social originado de los aportes de los contratistas, y en el caso de las Empresas Mixtas: el 1% de las utilidades antes de impuestos durante el año calendario anterior, y las ventajas especiales que corresponden al 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en el área delimitada.

Los objetivos–metas de PDVSA en Desarrollo Social, durante el año 2009, se alcanzaron a través de la ejecución de un conjunto de Programas Sociales, a saber: Educación Bolivariana, Salud Integral y Protección Social, Infraestructura de Servicios, Economía Socialista, y Fortalecimiento del Poder Popular.

La gestión general de PDVSA en Desarrollo Social se organiza y presenta a través de la acción concurrente de todas sus organizaciones en las siguientes regiones: Occidente (estados Mérida, Táchira, Trujillo y Zulia), Centro Occidente (Falcón y Carabobo), Los Llanos (Apure, Barinas y Portuguesa); Metropolitana (Distrito Capital,

Miranda y Vargas), Oriente/Faja (Anzoátegui, Delta Amacuro, Monagas, Nueva Esparta, y Sucre).

Total de Inversión Ejecutada Desarrollo Social PDVSA 2009 por Regiones	
	US\$
Occidente	21.095.210
Centro Occidente	141.898.226
Los Llanos	38.711.305
Metropolitana	16.581.432
Oriente	203.190.682
Faja Petrolífera del Orinoco	17.626.729
Total General	439.103.584

Educación Bolivariana

Línea programática dirigida a profundizar la universalización de la educación en la población venezolana garantizando la extensión de la cobertura de la matrícula, la permanencia, y la prosecución escolar, a través de la construcción, rehabilitación y ampliación de la infraestructura física, y la dotación de materiales y equipos a centros educativos en sus distintos niveles, y en acciones de capacitación al personal docente.

OCCIDENTE

Zulia: La gestión en Educación Bolivariana se ha concentrado en la ejecución de 146 proyectos dirigidos a beneficiar a una población de 175.822 estudiantes, de los cuales están completamente culminados 34 que incluyen dotaciones y obras de infraestructura escolar, destacan las siguientes acciones: se dotó de útiles y uniformes escolares a la red de escuelas públicas (14 escuelas) de la parroquia Raúl Cuenca municipio Valmore Rodríguez beneficiando a 5.500 alumnos; se dotó de útiles y uniformes escolares a la red de escuelas públicas (14 escuelas) del municipio La Cañada de Urdaneta beneficiando a 14.500; se rehabilitó la Escuela Básica Nacional El Tamaral parroquia Elías Sánchez Rubio municipio Páez beneficiando a 420 alumnos; se rehabilitó la Escuela Bolivariana Octavio Hernández en el municipio Maracaibo beneficiando a una matrícula de 829

alumnos; se amplió la Escuela Bolivariana Antonio Ricaurte en el municipio Mara beneficiando directamente a 387 alumnos.

Mérida: Se construyeron 4 nuevos módulos para la Universidad Experimental Simón Rodríguez en el núcleo El Vigía beneficiando a 4.500 estudiantes.

CENTRO OCCIDENTE

Falcón: La gestión en Desarrollo Social en el área de Educación Bolivariana, en el año 2009 ha estado dirigida a beneficiar directamente a 27.868 estudiantes con un total de 82 proyectos y obras en infraestructura escolar de los cuales se han culminado 17 obras, destacando: la construcción de la Escuela Básica Bolivariana Los Rosales en el municipio Carirubana que beneficia a 750 estudiantes; la rehabilitación de la Escuela Técnica Robinsoniana Astilleros del municipio Carirubana beneficiando a 500 estudiantes; la construcción de los módulos de aula, maternal, comedor, cocina y aula para taller en la nueva sede de la Escuela Monseñor Iturriza en el municipio Miranda beneficiando a 240 estudiantes; y la rehabilitación del Centro Educativo Integral Punto Fijo municipio Carirubana que beneficia a 147 alumnos. Se culminó la construcción del Jardín de Infancia Independencia del municipio Miranda beneficiando a 200 estudiantes; se culminó la ampliación y mejoras de la sede de la Misión Ribas en el municipio Colina que beneficia a más de 3.500 Vencedores y Facilitadores; se culminó la construcción de Laboratorios de Física, Química y Sala de Usos Múltiples de la Unidad Educativa (U.E.). Antonio Dolores Ramones, municipio Colina que beneficia a 1.700 estudiantes entre regulares y vencedores de la Misión Ribas; se dotó y culminaron las mejoras de la Escuela Bolivariana Soublette municipio Dabajuro que beneficia a 297 estudiantes, 50 Vencedores de la Misión Ribas y 247 estudiantes de la Misión Sucre; se culminó la construcción de la Sala de Computación, Dirección y Baños de la U.E Las Jaguas municipio Dabajuro beneficiando a 40 escolares.

Carabobo: La gestión en Educación Bolivariana, se ha concentrado en la culminación de la construcción de la Escuela Liceo Batalla de Vigerima en el municipio Guacara logrando beneficiar a 1.730 estudiantes; y se encuentra en alto grado de avance la construcción del Liceo Enrique Tejera en San Sebastián parroquia Yagua, municipio Guacara que beneficiará directamente a 1.216 alumnos.

LOS LLANOS

Barinas: La gestión en **Educación Bolivariana** ha tenido como población objetivo beneficiar a 5.740 alumnos y generar 1.654 empleos en obras de infraestructura educativa. Esta acción se ha concentrado en la rehabilitación de 6 Centros Educativos Tipo R3 en los municipios Alberto Arvelo Torrealba, Cruz Paredes y Barinas que beneficia a una matrícula escolar de 960 estudiantes, se destaca la rehabilitación de la infraestructura educativa en la parroquia Corazón de Jesús, sector Agustín Codazzi de la ciudad de Barinas que beneficia directamente a 400 escolares. Se están ampliando 8 Centros Educativos Tipo R3 en los municipios Alberto Arvelo Torrealba, Cruz Paredes y Barinas que benefician a una matrícula de 960 estudiantes; se están ampliando 10 Centros Educativos Tipo R2 en los municipios Sosa, Barinas, Obispos, Rojas, Cruz Paredes, y Alberto Arvelo Torrealba que beneficia a una población de 2.990 estudiantes; se ampliaron 2 Centros Educativos Tipo RI en el municipio Obispos que beneficia a una matrícula de 120 escolares.

Destacan los avances de la ampliación, rehabilitación y dotación de la Escuela Técnica Agropecuaria Manuel Palacio Fajardo en Obispos con la construcción de un tanque séptico de 2 cámaras, un tanque subterráneo para la Planta Procesadora de Lácteos, la culminación de la construcción de un módulo tipo R3, un salón de usos múltiples, la dotación del Taller de Tecnología, y los laboratorios de Informática, Anatomía y Fisiología Animal, y el Taller Rural para beneficio directo de 300 estudiantes.

Apure: La gestión se ha concentrado en la construcción en la fase final del Liceo Ubalдина del Carmen Ribas, importante contribución para la mejora de la calidad de vida de los pobladores de la comunidad de Cañafístula sector Guafita en el municipio José Antonio Páez, beneficiando directamente a 500 estudiantes.

METROPOLITANA

Miranda / Distrito Capital: La gestión se concentró en la rehabilitación de 3 Centros Educativos: la Unidad Educativa Hacienda El Carmen, la Unidad Educativa Concentración Plan de Gavilán en la parroquia Cecilio Acosta municipio Guaicaipuro, y la Unidad Educativa Sara Alicia de Oropeza municipio Carrizal para un total de 340 alumnos beneficiados; se rehabilitaron 3 Centros

Educativos: Pre-escolar El Campito, Pre-escolar Clara de Alayon y Pre-escolar Guaicaipuro en el municipio Guaicaipuro para un total de 428 alumnos beneficiados. Se avanzó en la construcción de la nueva sede de la Universidad de los Hidrocarburos ubicada en los espacios del Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda en el sector Gramoven, parroquia Sucre.

ORIENTE / FAJA

Anzoátegui: Durante el año 2009 la inversión en **Educación Bolivariana** se dirigió a beneficiar a 7.298 estudiantes a través de la ejecución de 18 proyectos, entre las principales obras en infraestructura educativa se tiene la construcción de 2 nuevas escuelas: Escuela Bolivariana Santa Bárbara en el municipio Simón Bolívar beneficiando a 698 escolares; y la Escuela Tascabaña en Cantaura municipio Pedro María Freites beneficiando a 780 escolares. Se rehabilitaron 8 Centros Educativos entre los que destacan: las escuelas Coloradito, Las Bombitas, y Santa Cruz del Tigre en el municipio Independencia; y la Escuela Técnica Robinsoniana y Zamorana de Atapirire en municipio Francisco de Miranda beneficiando a 247 estudiantes. Se realizaron 7 ampliaciones entre las que destacan: el Liceo Bolivariano Las Cocuizas municipio Píritu beneficiando directamente a 75 estudiantes; Liceo Aurora Méndez de Medina en el municipio Fernando Peñalver beneficiando a 115 estudiantes, Escuela Guanapito en Guanape municipio Bruzual beneficiando a 60 alumnos. Se entregó la nueva sede para la Escuela Bolivariana Temístocles Maza con una matrícula de 1.200 estudiantes en el municipio Sotillo; se otorgaron 50 becas a estudiantes de bajos recursos residentes del municipio José Gregorio Monagas; y se rehabilitó la sede la Universidad Experimental Rómulo Gallegos en la población de Mapire municipio José Gregorio Monagas. Se acondicionaron 4 centros de educación entre los municipios Simón Rodríguez y San José de Guanipa y la construcción de 2 centros de educación en San José de Guanipa.

Monagas: Se ejecutaron 11 proyectos de infraestructura escolar que benefician directamente a 5.299 estudiantes, destacan las siguientes obras: construcción de la Escuela Básica Concentrada N° 266-471 sector Arenal II municipio Aguasay 255 escolares beneficiados; se construyó un módulo educativo tipo R3 en el sector Virgen del Valle en Punta de Mata municipio Ezequiel Zamora; construcción y dotación de aulas tipo R-2 en Mata Gorda y Santa Bárbara municipio Santa Bárbara; construcción de un módulo educativo tipo R1 en San

Ramón de Areo municipio Santa Bárbara; se amplió un modulo educativo tipo R1 en el municipio Cedeño; se rehabilitó la Escuela Básica Bolivariana Simón Rodríguez en los sectores La Pantalla y La Placa 120 escolares beneficiados, la Escuela Leonardo Ruiz Pineda y la Unidad Educativa San Luis ubicadas en la parroquia Cachipo municipio Punceres 990 escolares beneficiados; se amplió la Escuela Puño de Oro con la construcción de un R2 parroquia El Pinto municipio Piar beneficiando a 80 alumnos; se amplió se dotó de mobiliario y material a la Escuela La Reforma sector Tropical parroquia Cachipo en el municipio Punceres con 64 escolares directamente beneficiados; se entregaron 4 Aulas tipo (R4) totalmente acondicionadas y una Cancha de Usos Múltiples a la Escuela Básica Bolivariana Mantecal del Yabo municipio Libertador.

Nueva Esparta: Se realizó la ampliación del Liceo José María Vargas con la construcción de la cancha de usos múltiples techada y el Centro de Educación Inicial Simoncito Macanaguerito en Boca del Pozo municipio Península de Macanao; se rehabilitaron las instalaciones eléctricas en la U.E. Monseñor Eduardo Vásquez en El Valle del Espíritu Santo municipio García; se amplió la Escuela Luís Ortega en Paraguachi municipio Antolín del Campo 1.364 escolares beneficiados.

Sucre: Se ampliaron los siguientes centros educativos: la Escuela Bolivariana Bohordal municipio Cajigal 350 estudiantes beneficiados; el Liceo Diego Carbonel en Yaguaraparo, municipio Cajigal 1.106 estudiantes beneficiados; la Escuela Bolivariana Chorocho municipio Cajigal 300 estudiantes beneficiados; las Escuelas Bolivariana Algarrobo, Juan Manuel Cajigal y La Chivera ubicadas en parroquia Yaguaraparo municipio Cajigal beneficiándose a 2.546 estudiantes.

Guárico: se construyó el Comedor Universitario en la Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada (UNEFA), Núcleo El Socorro beneficiando a 1.450 estudiantes.

Salud Integral y Protección Social

Línea programática dirigida a profundizar la atención integral en salud y la protección social a la población en situación de vulnerabilidad con alcance universal, garantizando la expansión y la consolidación de los servicios de salud en forma oportuna y gratuita a través de la construcción, rehabilitación y ampliación de la infraestructura física, la dotación, el equipamiento, el apoyo en la capacitación, y

presencia del personal profesional y paramédico en los centros de salud, y la atención efectiva a grupos sociales en situación de extrema pobreza.

OCCIDENTE

Zulia: Se acondicionó un Centro de Diagnóstico Integral (CDI) en Nueva Cabimas beneficiando directamente a una población de 50.000 personas; se dotó a 2 Centros de Salud con medicamentos, equipos, cajas de instrumental quirúrgico para operaciones de Labio Leporino y Paladar Hendido en el municipio Maracaibo beneficiando directamente a cien (100) niños; se dotó de implementos para la atención primaria al ambulatorio de la isla de Zapara en el municipio Almirante Padilla beneficiando a 1.215 personas; se apoyó a través de jornadas de atención integral a niños infectados con el virus del VIH-Sida en el municipio Maracaibo, beneficiando directamente a 65 infantes; se apoyaron acciones de asistencias a niños con cáncer en el municipio Maracaibo, beneficiando 50 niños; se prestó apoyo al Instituto Nacional de Servicios Sociales Social (INASS) en los programas y acciones de atención a los adultos y adultos mayores en situación de vulnerabilidad del municipio Maracaibo, beneficiando a 500 personas.

CENTRO OCCIDENTE

Falcón: Se ejecutan 8 proyectos de infraestructura de servicios de salud que beneficiarán directamente a 9.846 personas, de los cuales están totalmente culminados 3; ampliación y mejoras de la sede del Sistema Local de Salud (SILOS) en Dabajuro municipio Dabajuro; la construcción de un Consultorio Popular de la Misión Barrio Adentro I Modelo A sector Amuay del municipio Los Taques; y la construcción de un Consultorio Popular Misión Barrio Adentro I en el Barrio La Chinita parroquia Norte municipio Carirubana.

Carabobo: Se culminaron 3 obras que benefician directamente a 393.500 personas: rehabilitación de 2 módulos de Barrio Adentro en los sectores La Charneca y Banco Obrero del municipio Juan José Mora; y la ampliación del ambulatorio del sector El Porvenir en el municipio Guacara.

Yaracuy: Se culminó la ampliación del Servicio de Nefrología del Hospital Plácido Rodríguez en la ciudad de San Felipe que atiende a una población de 100.000 habitantes aproximadamente.

METROPOLITANA

Miranda / Distrito Capital: Se fortaleció la acción en salud preventiva con el apoyo a la gestión de 35 Consejos Comunales en los municipios Guaicaipuro, Carrizal y Los Salías; se realizaron 32 Jornadas Comunitarias en Salud beneficiando a 7.000 personas; se fortaleció al Sistema de Salud Pública Barrio Adentro I y II en los municipios Guaicaipuro, Carrizal y Los Salías; se dio apoyo a comunidades con acciones quirúrgicas, tratamientos y otros, beneficiando a 15.000 personas; se rehabilitaron 8 módulos de Barrio Adentro I en el municipio Guaicaipuro; se dotaron a 72 módulos de Barrio Adentro con equipos y mobiliarios; se culminó y se puso en operación una Sala de Rehabilitación en el Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda beneficiando a una población de 5.000 personas; se produjo un material didáctico especializado (1.200 ejemplares) para apoyar la orientación educativa en prevención del embarazo en adolescentes.

ORIENTE / FAJA

Anzoátegui: Se ejecutaron 8 proyectos para el mejoramiento de los servicios de salud pública en el estado; se rehabilitó el Centro de Atención Integral de Deficiencia Visual (CAIDVA) en el municipio Simón Bolívar; se construyó el Centro de Diagnóstico Integral (CDI) en Soledad; se rehabilitó el Consultorio Popular José María Vargas en la parroquia El Carmen municipio Simón Bolívar, 5.000 personas beneficiadas; se realizaron mejoras al Consultorio Popular Alberto Lovera en la parroquia San Cristóbal municipio Simón Bolívar; se rehabilitó el Centro de Diagnóstico Integral (CDI) y la Sala de Rehabilitación Integral (SRI) en Las Colinas municipio Anaco; se realizaron mejoras del módulo de salud en El Viñedo municipio Simón Bolívar beneficiando directamente a 40.000 personas.

Se remodeló la Sala de Emergencia, se construyó una nueva vialidad de acceso, se construyó un nuevo tanque de agua de 42,5 MLts, se construyó un muro de contención de concreto armado, se adecuaron las instalaciones de la morgue, se construyó la caseta de vigilancia y control de acceso, se construyeron nuevas aceras, caminerías y arborización del Hospital Luis Razetti en el municipio Simón Bolívar.

Monagas: Se construyó la residencia médica del Centro de Diagnóstico Integral (CDI) municipio Santa Bárbara; se construyó, equipó y se dotó el Ambulatorio

Tipo I Aguasay municipio Aguasay; se rehabilitaron el Centro de Diagnóstico Integral (CDI) y el Centro de Rehabilitación Integral (CRI) en el sector Tropical municipio Punceres; se dotó y equipó al Hospital Dr. Nicolás Giannini en Quiriquire municipio Punceres.

Infraestructura de Servicios

Línea programática dirigida a la implantación y operación de servicios públicos básicos de: suministro de energía eléctrica y agua potable, saneamiento ambiental, vialidad y transporte público, y la consolidación del hábitat y la calidad de las viviendas familiares en poblaciones excluidas de estos derechos sociales.

OCCIDENTE

Zulia: Se culminaron las siguientes obras: construcción de la red de acueducto y colectores en los municipios Maracaibo y San Francisco beneficiando directamente a 4.430 personas; rehabilitación de la red para suministro de agua potable en el sector Santa Ana, parroquia Andrés Bello del municipio La Cañada de Urdaneta que beneficia directamente a 945 personas; instalación de 1,52 Km de tendido eléctrico para las mejoras en el servicio de 6 comunidades del municipio Miranda; electrificación de los sectores Agua Santa y el Guamelotal municipios Cabimas y Santa Rita beneficiando a 415 personas; culminación de 4 Km de tendido eléctrico para mejoras al servicio eléctrico en la comunidad El Corozo II (Núcleo de Desarrollo Endógeno Raúl Cuenca) fortaleciendo a la Empresa de Propiedad Social Energías Alternativas El Corozo (ENALCOR) en el municipio Valmore Rodríguez que beneficia a 3.500 personas; rehabilitación de 2 Km. vialidad agrícola interna del Núcleo de Desarrollo Endógeno El Palmar en el municipio La Cañada de Urdaneta; asfaltado de 2,7 Km. de vialidad del tramo Mene Grande-Milagros-San Pedro municipio Baralt; rehabilitación de 2,4 Km de vialidad agrícola de los sectores La Jurunga-El Moroco municipio Baralt; construcción y entrega de 10 nuevas viviendas unifamiliares en las comunidades 23 de Enero y Nuevo Amanecer, parroquia Altagracia del municipio Miranda; se instaló una Planta Eléctrica de Generación Distribuida con capacidad de 8,1 MW equipada con 18 generadores de 450 KW c/u en la población de El Chivo parroquia Carlos Quevedo municipio Francisco Javier Pulgar.

CENTRO OCCIDENTE

Falcón: Están en ejecución 11 obras que benefician directamente alrededor de 532.774 habitantes del estado, de estas obras están plenamente culminadas 7 y de las cuales destacan: la construcción del acueducto que atiende a las comunidades de Taica, San Pablo, y San Vicente del municipio Zamora; la construcción de la Planta Generadora de Electricidad Josefa Camejo 450 MW en el municipio Los Taques; la instalación de 2,8 Km línea eléctrica en el caserío El Platerito, Eje Comunal José Leonardo Chirinos del municipio Colina; la construcción de 35 Km de la carretera Perimetral y el asfaltado de 60 Km. de vialidad de Paraguaná en el municipio Los Taques; y el asfaltado de 40 Km. de vialidad de la ciudad de Coro municipio Miranda; la rehabilitación del estadio de softbol de la Base Naval Mariscal Juan Crisóstomo Falcón en el municipio Carirubana; la culminación de la construcción de la Casa de la Cultura de Amuay municipio Los Taques; y la culminación del Proyecto de Rehabilitación, Mejoras y Ampliación del Sistema Eléctrico de Alta y Baja Tensión que comprende la ejecución completa de 76 obras en los municipios Carirubana, Miranda, Colina, Silva, Buchivacoa, Dabajuro, Los Taques, y Zamora.

Carabobo: Se están ejecutando 39 obras que beneficiarán directamente a 1.003.478 personas, del total de estas obras se encuentran concluidas seis mejoras a la calidad de servicio de las redes de baja tensión de Palma Sola en Morón municipio Juan José Mora; rehabilitación de la autopista Centro Occidental tramo Urama Km 82+300 a Apargatón Km 85+300; construcción del colector principal El Palito, municipio Puerto Cabello; reacondicionamiento de la Planta de Tratamiento de Aguas Servidas en los municipios Puerto Cabello y Juan José Mora; mejoras al servicio eléctrico en el sector El Porvenir de Yagua municipio Guacara; e instalación de la Red de Aguas Servidas en el sector Valles de Yagua municipio Guacara.

LOS LLANOS

Barinas: Se encuentran en ejecución 23 proyectos, destacan las siguientes obras: impulso al Núcleo de Desarrollo Endógeno San Silvestre con la rehabilitación de 2,5 Km de vía agrícola en el sector Mijaohueco y el asfaltado de 1,5 Km en el sector Vainilla. En la zona del Casco Central de la parroquia San Silvestre se realizan obras de construcción de drenajes, bacheo, reasfaltado de 5 Km de vialidad interna, rehabilitación y ampliación de la red de aguas blancas, red de cloacas, y estación de bombeo, rehabilitación del sistema de aguas servidas, la recuperación de la infraestructura del Centro Deportivo Wladimir

Garrido para el beneficio directo de 5.200 personas del municipio Barinas. Se realizó la construcción y rehabilitación de la red de aguas servidas en los municipios Rojas y Barinas beneficiando a 3.725 personas; se realizó la construcción y consolidación de la infraestructura deportiva en los municipios Alberto Arvelo Torrealba, Sosa y Obispos beneficiando a una población de 20.681 personas; se acondicionaron 40 Km de la vialidad rural tramo Mesero–Moraleño, y 40 Km de la vía de Hato Viejo en los municipios Pedraza beneficiando a una población de 2.300 personas.

Se rehabilitó y restauró la Casa Sede de la Orquesta Sinfónica del estado Barinas, ubicada en la avenida Sucre con calle 5 de Julio, en frente de la Plaza Bolívar de la ciudad de Barinas, mediante el acondicionamiento de la vivienda actual y la construcción de un módulo para el funcionamiento de las áreas administrativas, con esta obra se generaron condiciones óptimas para el desarrollo de las prácticas musicales de 800 jóvenes y niños del estado, así como el rescate arquitectónico del casco histórico de la ciudad capital.

Se culminaron la construcción, mejoras y rehabilitación de la infraestructura vial con la ejecución de 4 importantes obras: el puente sobre El Caño Cucuaro en la parroquia La Luz del Municipio Obispos; culminación del puente metálico sobre El Caño Madre Vieja; construcción de pavimento, asfaltado, aceras, brocales y acueducto en vías internas del sector El Samán; y asfaltado de las calles del Barrio 23 de Enero en el municipio Alberto Arvelo Torrealba, generando 425 empleos directos y 2.125 empleos indirectos, beneficiando a una población de 36.025 personas de las comunidades adyacentes.

En Hábitat y Vivienda, se construyeron y entregaron 124 viviendas dignas a familias barinesas del eje Boconoito-Puerto de Nutrias, municipio Alberto Arvelo Torrealba, estas obras han generado 251 empleos directos, 1.255 empleos indirectos en actividades asociadas. Se están sustituyendo 80 ranchos por viviendas dignas bajo la modalidad de Petrocasa, en las parroquias Alto Barinas, San Silvestre y Torunos del municipio Barinas

Se ejecutaron y culminaron 3 obras para el mejoramiento del servicio eléctrico en los municipios Alberto Arvelo Torrealba y Cruz Paredes, en los municipios Obispos y Barinas, y en San Genaro de Boconoito del estado Portuguesa se culminaron 6 obras de mejoramiento del servicio eléctrico en alta y baja tensión;

y se concluyeron tres 3 obras de saneamiento ambiental (aguas servidas y urbanismo) en los municipios Alberto Arvelo Torrealba y Barinas.

Apure: Se culminaron las siguientes obras: tendido de 47 Km. de línea eléctrica en alta tensión para el Proyecto Desarrollo Integral Socialista Palmarito – Quintero en el municipio José Antonio Páez beneficiando a 280 personas; construcción de 6,3 Km de línea eléctrica en baja tensión (13,8 KW) en el sector Los Corozos; construcción de 5,2 Km de línea eléctrica en baja tensión (13,8 KW) en el sector El Muerto; construcción de 4,6 Km de línea eléctrica en baja tensión (13,8 KW) en el sector Bocas de Río, para un total de 16,1 Km; y en el sector Guafitas se culminó la construcción y se realizó la entrega de 12 viviendas unifamiliares en la parroquia El Amparo municipio José Antonio Páez.

METROPOLITANA

Miranda / Distrito Capital / Vargas: Se avanzó en el saneamiento de varios sectores de la ciudad de Los Teques con el embaulamiento de las aguas residuales y pluviales para el beneficio directo de 250 familias.

ORIENTE / FAJA

Anzoátegui: Se han ejecutado 35 proyectos en **Infraestructura de Servicios** que representan diversas obras entre las que destacan: la construcción de 9 pozos de producción de agua potable para el consumo humano en los municipios Anaco y Freites beneficiando a 800 personas; rehabilitación y ampliación de la planta de tratamiento, estación de bombeo y línea de aducción beneficiando a 35.000 personas de las comunidades Cachipo, Pueblo Nuevo, y Santa Ana, municipios Aragua de Barcelona y Santa Ana; instalación de 13 postes y 3 transformadores para la mejora del servicio eléctrico de las comunidades Lomas de Tabera, Las Cocuizas I y Las Cocuizas II de la parroquia Naricual, municipio Simón Bolívar; mejoras eléctricas al sistema de distribución y baja tensión del sector El Paraíso, municipio Manuel Ezequiel Bruzual; electrificación de 8,6 Km de tendido para la comunidad de Boquerón municipio Anaco; construcción de aceras, brocales y cunetas, y acondicionamiento de la vialidad comunidades de San Pedro y El Limón parroquia Pozuelos, municipio Sotillo; pavimentación rígida de 445 Mts lineales de la vía de acceso a las comunidades Lomas de Tabera parroquia Naricual, 975,62 Mts lineales en Lomas de Santa María parroquia Pozuelos de los municipios Bolívar y Sotillo; construcción del Distribuidor Los Montones en Barcelona municipio Simón

Bolívar que descongestiona el tráfico vehicular en el acceso al área metropolitana del norte del estado; mantenimiento general y reposición de los conductores de la línea de sub-estación de transmisión 34.5 KW desde la comunidad de Boca del Pao hasta la comunidad de Santa Cruz del Orinoco en el municipio José Gregorio Monagas, beneficiando directamente a 500 habitantes; construcción de facilidades electromecánicas desde el pozo PA-15 hasta el tanque de almacenamiento en la comunidad de Mucura en el municipio Francisco Miranda, beneficiando directamente a 354 habitantes; construcción de red de distribución y tanque elevado para almacenamiento de agua potable en la comunidad de San Diego de Cabrútica municipio José Gregorio Monagas beneficiando a 3.500 personas; construcción del acueducto rural fase I, tanque elevado y perforación de pozo en Tabaro, municipio Francisco de Miranda. Se construyeron y habilitaron pozos de agua en la comunidad de Múcura, municipio Francisco de Miranda.

Monagas: Se ejecutaron 19 proyectos en **Infraestructura de Servicios**, y destacan las siguientes obras: sustitución de 61 techos de asbesto por acerolit en viviendas en los sectores La Bruja, 55 en Sabana Larga, y 84 en Tropical en el municipio Punceres; sustitución de ocho (8) ranchos por vivienda dignas en las comunidades de Buena Vista, La Curva, Tropical; Sabana Larga, La Bruja, y Miraflores municipio Punceres; mejoramiento de 3,5 Km de vialidad en los sectores de La Floresta y La Pantalla de Miraflores municipio Punceres; se pavimentó la vialidad (12,5 Km) que conduce al sector Los Corocitos en Aguasay; se perforó y equipó a 2 pozos de agua en la comunidad de Aribí municipio Aguasay; se construyeron 12 tanques para el almacenamiento de agua potable con capacidad de 120 MLts c/u en las comunidades de los municipios Bolívar, Aguasay, Cedeño, y Ezequiel Zamora; se equiparon 4 pozos y 4 tanques de almacenamiento de agua potable en Punta de Mata, municipio Ezequiel Zamora. Se entregaron de 14 casas entre las comunidades de Mantecal del Yabo y Mata Gorda, municipio Libertador.

Nueva Esparta: Se ejecutaron 15 proyectos de **Infraestructura de Servicios**, destacándose las siguientes obras: ampliación de las redes de acueductos en las calles transversales de Playa El Agua municipio Antolín del Campo; construcción del acueducto en las calles Estrella Marina y La Marina del sector Playa El Agua municipio Antolín del Campo; ampliación de la tubería 750 Mts.

lineales para el suministro de agua potable a El Hato-Guacuco municipio Arismendi; sustitución de la tubería de impulsión 700 Mts. de agua potable de la estación de bombeo El Espinal-Las Villaroeles -Carretera Nacional El Espinal municipio Díaz; construcción y mejoras de las redes eléctricas de media tensión y baja tensión y extensión del servicio de alumbrado público en los municipios Península de Macanao, Tubores, García, Mariño, Maneiro, Arismendi y Antolín del Campo; rehabilitación del canal de vialidad Av. Francisco Fajardo municipio García; construcción de 2,4 Km. de pavimento rígido, aceras y brocales, colocación de 2,9 Km de tuberías para aguas servidas y aguas blancas, construcción de un tanque de almacenamiento de agua potable en el sector La Pista-Boquerón municipio Díaz.

Sucre: Se ejecutaron 9 proyectos en **Infraestructura de Servicios** entre los que destacan: construcción de vertedero de desechos sólidos en Güiría, municipio Valdez; construcción de un muro de contención 189 Mts en la quebrada y colocación de 124 Mts. de tubería para alcantarillado en El Rincón, municipio Benítez 2.000 personas beneficiadas; se construyeron 23 bateas para el drenaje de aguas pluviales en la ciudad de Carúpano, municipio Bermúdez beneficiando a 150.000 personas directamente; se construyó 1,1 Km. de pavimento rígido y se asfaltaron 2,1 Km de vialidad eje Caratal-Catuarito parroquia Río Caribe, municipio Arismendi.

Economía Socialista

Línea programática dirigida a impulsar un nuevo modelo productivo diversificado y endógeno como base económica del Socialismo Bolivariano a través de la ejecución de proyectos orientados a mejorar y ampliar la infraestructura en los sectores productivos del campo venezolano con el objeto de incrementar la soberanía y la seguridad alimentaría, y la participación asociada de los pequeños productores.

OCCIDENTE

Zulia: En el Zulia se ha avanzado en el impulso de la **Economía Socialista** a través de la ejecución de 20 proyectos dirigidos a fortalecer la actividad económica en el área agrícola de los cuales destacan: la adquisición de maquinarias y equipos agrícolas, construcción de tres 3 pozos de agua y 17

vaqueras, y el apoyo a la actividad artesanal en la parroquia Andrés Bello. municipio La Cañada de Urdaneta, beneficiando a una población de 345 personas; el acompañamiento, asistencia técnica, adquisición de 400 madres y 900 lechones, y construcción de 12 galpones en el Núcleo de Desarrollo Endógeno Agroalimentario Palito Blanco, municipio Jesús Enrique Lossada beneficiando a una población de 270 personas; el acompañamiento y asistencia técnica a 80 pequeños productores asociados para el desarrollo de 50 proyectos en las comunidades La Montañita y Punta de Piedra parroquia Altigracia municipio Miranda; y la realización de acciones de formación, capacitación y asistencia técnica a 108 productores asociados del Núcleo de Desarrollo Endógeno El Palmar en el municipio La Cañada de Urdaneta.

LOS LLANOS

Barinas: En el área de **Economía Socialista** las acciones se concentraron en consolidar la Unidad Socialista de Producción de Asfalto y Concreto Premezclado, que comprende la instalación y operación de 3 plantas de producción de material asfáltico, una de material granular, una de concreto premezclado, y una de agregados, equipos de transporte, carga y de movimiento de tierra, la canalización y aprovechamiento de material granular del río Bocono entre las progresivas 2+060,00 al 2+387,20 margen derecha, lo cual permitirá la producción del 240.000 m³/año de material granular; 230.400 m³/año de agregados; 268.800 m³/año de asfalto destinados al mejoramiento y consolidación de la vialidad pública, esta Unidad Productiva generará 250 empleos directos y 935 empleos indirectos.

Se ejecutaron proyectos del Plan Siembra PDVSA, con el cultivo de 3.659 Ha de maíz, incorporando a 300 pequeños productores asociados de los municipios Alberto Arvelo Torrealba y Rojas del estado Barinas, y San Genaro de Boconoito del estado Portuguesa, produciendo 9.698.550 Kg de maíz blanco a ser distribuidos por la red MERCAL y PDVAL, generándose 2.635 empleos directos y 7.903 empleos indirectos, cubriendo la demanda alimenticia de 498.000 personas. Así mismo, se sembraron 1.114 Ha de girasol, participando 70 pequeños productores asociados del municipio Alberto Arvelo Torrealba, produciendo 1.102.860 Kg de girasol, generándose 518 empleos directos y 1.550 empleos indirectos.

Apure: En **Economía Socialista** se han ejecutado acciones en el municipio José Antonio Páez, destaca el avance del proyecto Desarrollo Integral Socialista NUDE Alto Apure con la adquisición de equipos y vehículos: cosechadora con mesa de corte de arroz, maíz y sorgo; kit de oruga con cabina, tolva granelera con capacidad para 6.000 Kg, sistema de acoplamiento de enganche con cauchos y elevador de granos; asperjadora con capacidad de 600 litros con brazos extensibles; tolva disipadora de semillas y fertilizantes; 3 camiones 350 4X2 tristrón con platabanda; un camión F-350 4X4 y 2 camiones F-8000 doble eje trasero con platabanda, recursos necesarios para el fortalecimiento de las capacidades de 200 productores asociados de las zonas Toro Pintado, Las Angosturas, Las Monas, Guafita y La Victoria.

Se sembraron 50 Ha de arroz y 30 Ha de plátanos, y se avanza en la culminación de una terraza para la construcción del Matadero Municipal de Guasualito. A estos productores se les brinda asistencia técnica a través del convenio INIA–PDVSA favoreciendo a un aproximado de 1.260 productores agropecuarios.

METROPOLITANA

Miranda/Distrito Capital: En estos estados se avanzó en el impulso de la **Economía Socialista** a través de la ejecución de proyectos dirigidos a fortalecer la actividad económica de pequeños productores asociados en 3 comunidades de los Altos Mirandinos: en el área agrícola se ejecutó un proyecto de agricultura vegetal, y se entregaron insumos y equipos a 4 unidades productivas asociadas, destacan los avances en el Núcleo de Desarrollo Endógeno Quebrada de La Virgen ubicado en Los Teques; se cultivaron y recolectaron: 89 TM de tomate, 10 TM de pimentón, 3,3 TM de café cereza; se produjeron 6,4 M³ de humus sólido y 400 Lts de humus líquido mediante la técnica de lombricultura; se realizó el mantenimiento de 30 hectáreas de café orgánico; 16.000 plantas de café en vivero; 40 Ha de bosque y de 14.500 plantas forestales en vivero; se habilitaron 10 hectáreas de cortafuego para la prevención de incendios; se culminó un galpón (250 M²) para el funcionamiento de la minicentral de beneficio de café.

Igualmente, destaca el avance en la consolidación del Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda (NUDEFO) en el sector de Gramovén con el impulso de las actividades textiles, calzado, construcción civil, agrícolas, la constitución

de 30 cooperativas de Construcción; y el inicio de la migración de las cooperativas textiles y de calzado a la figura de Empresas de Propiedad Social.

ORIENTE

Anzoátegui: En este estado se han ejecutado 12 acciones para el impulso de la **Economía Socialista** entre los que destacan: promoción, formación y desarrollo de 110 unidades productivas familiares en El Viñedo y La Ponderosa municipio Simón Bolívar y en Píritu; construcción y obras complementarias de instalaciones para PDVAL en San Diego de Cabrutica municipio José Gregorio Monagas; acompañamiento y asistencia técnica a la Empresa de Producción Social PETROTEXTIL en el municipio Sotillo.

Monagas: Se brindó asistencia técnica y se renovaron las plantaciones de café en la zona de San Antonio de Capayacuar, beneficiando a 800 pequeños productores asociados; se equipó la planta de procesamiento de productos porcinos en Quiriquire, municipio Púnceres beneficiando a 440 pequeños productores asociados.

Guárico: Se construyó un galpón para fábrica de bloques de concreto y dotación de montacargas de 2,5 TM. para la Asociación. Cooperativa Los Sordoz 633, R.L, Valle la Pascua, municipio Leonardo Infante beneficiando a 12 familias.

Poder Popular

Línea programática dirigida a profundizar la democracia protagónica y revolucionaria a través de la ampliación de los espacios de participación ciudadana y popular en la gestión pública del desarrollo comunal, social y político de la nación.

OCCIDENTE

Zulia: En el área del fortalecimiento al **Poder Popular** se promovieron acciones de acompañamiento a las comunidades y apoyo continuo a la Misión Ribas I en los sectores Andrés Bello, Concepción, Potrerito, Chiquinquirá en el municipio La Cañada de Urdaneta, beneficiando a una población de 857 personas; se dotó de maquinarias, equipos y herramientas de carpintería a la Asociación Cooperativa Roflosanjo en el municipio Machiques beneficiando a 8 asociados; se realizaron acciones colectivas de saneamiento a espacios comunales de 10 sectores del municipio Machiques beneficiando a una población de 17.000 personas.

Se apoyó y dotó de equipos a Consejos Comunales de los municipios Maracaibo, Cabimas, Baralt, Miranda, San Francisco, Machiques y Valmore Rodríguez.

Se fortalecieron 13 Consejos Comunales de los sectores El Paraíso del municipio San Francisco, Punto Fijo II del municipio Cabimas en el estado Zulia, y Santa Apolonia del municipio La Ceiba del estado Trujillo, mediante la facilitación de herramientas teórico prácticas para el mejor desempeño en el trabajo comunitario.

Se realizaron 8 acciones de articulación con FUNDACOMUNAL (Ministerio del Poder Popular para Las Comunas y Protección Social) con el objeto de mejorar la organización de los 13 Consejos Comunales.

Se realizaron 8 acciones de articulación con 3 Alcaldías (San Francisco, Cabimas y La Ceiba) con el objeto de realizar una gestión efectiva de las problemáticas comunales de los sectores El Paraíso, Punto Fijo II y Santa Apolonia. Se articuló efectivamente con 5 organismos gubernamentales competentes en el fortalecimiento de las Mesas Técnicas: C.A. Hidrológica del Lago HIDROLAGO, C.A. Energía Eléctrica de Venezuela ENELVEN, GASUR, ONA, y la Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional de PDVSA.

Se apoyó en la activación de 8 Mesas Técnicas en conjunto con las comunidades organizadas y organismos gubernamentales rectores de la gestión corresponsables de las problemáticas comunales.

Se prestó asistencia técnica a los 13 Consejos Comunales en la formulación de 12 proyectos comunitarios en las comunidades El Paraíso, Punto Fijo II y Santa Apolonia. Se aplicó un instrumento de evaluación de proyectos socioproductivos para la caracterización de 12 actividades económicas de los sectores atendidos.

Se realizaron acciones de articulación con 6 organismos gubernamentales competentes en el área productiva: Instituto Nacional de Tierras (INTI), Instituto Socialista de Pesca y Acuicultura (INSOPESCA), Fondo de Desarrollo Agrario Socialista (FONDAS), Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, Instituto Nacional de Capacitación y Educación Socialista (INCES) y Banco de la Mujer (BANMUJER) con el objeto de promover las actividades productivas en cultivo en barbacoas, pesqueras y la capacitación en el manejo de nuevas herramientas

para el trabajo productivo en las comunidades de El Paraíso, Punto Fijo II y Santa Apolonia, beneficiando a 12 pequeños productores asociados.

Se realizaron acciones de articulación institucional con la Oficina Nacional Antidrogas (ONA) para coordinar actividades relacionadas a la prevención del riesgo social en las comunidades El Paraíso y Punto Fijo II.

Se promovieron acciones de articulación intergubernamental en el marco de los Proyectos de Desarrollo Integral con: la Oficina Nacional Antidrogas ONA, FONDAS, la Alcaldía de los municipios San Francisco, La Ceiba y Cabimas, Barrio Adentro Deportivo, entre otros, con el objeto de sumar esfuerzos para crear las condiciones en la construcción de las Precomunas Socialistas El Paraíso, Punto Fijo II y Santa Apolonia.

Se facilitaron Talleres de Capacitación en el área de comunicación e información comunitaria, con participación de 15 voceros y voceras de comunicación de 3 Consejos Comunales, a saber, en los temas de Medios Alternativos y Radios Comunitarias (conjuntamente con representantes de CONATEL), para un total de 16 horas de capacitación.

Se apoyó en la conformación de 7 equipos deportivos en las disciplinas: Fútbol, Baloncesto, Voleibol, Kikimbol, Softbol y Bailoterapia en conjunto con los Comités de Deporte de los Consejos Comunales del sector El Paraíso y el instructor de Barrio Adentro Deportivo, lográndose la participación directa de 104 personas.

Se prestó apoyo al Plan de Siembra de Valores para la Vida que promueve la Oficina Nacional Antidrogas (ONA) en 3 Comités de Protección e Igualdad Social de los 3 Consejos Comunales del sector El Paraíso.

Se dictaron 4 talleres en el área de Promoción y Fortalecimiento del Poder Popular al Consejo Comunal Vanguardia Socialista del sector Punto Fijo del municipio Cabimas, capacitando a 40 consejeros en los temas de: Trabajo en Equipo; Desarrollo Integral Comunal; Articulación de los Consejos Comunales y Comunas Socialistas para un total de 32 horas de capacitación.

Se facilitaron 4 Talleres de redacción de artículos de prensa y técnicas de fotografía para 15 miembros del Comité de Comunicación para un total de 32

horas de capacitación. Se apoyó la creación de 2 medios de comunicación alternativos (periódicos comunitarios) en los sectores El Paraíso y Punto Fijo II.

Se facilitaron 2 Talleres de Ejercicio de Roles y Funciones a 6 Consejos Comunales de los sectores El Paraíso, y Punto Fijo II capacitando a 72 consejeros para un total de 24 horas de capacitación.

Se realizaron acciones de acompañamiento y asistencia técnica para fomentar la gestión integral de residuos, sustancias y desechos sólidos y peligrosos con el objeto de propiciar la recuperación de áreas naturales, en los sectores del Paraíso y en Punto Fijo II. Se identificaron y analizaron colectivamente los principales problemas ambientales que afecta a los habitantes del sector, a saber: 1) Acumulación de Residuos Sólidos en los terrenos baldíos del sector; 2) Inundación de viviendas por la obstrucción de los drenajes naturales en época de lluvia; 3) Contaminación generada por las empresas adyacentes al sector; partículas de cemento, clínque, carbón, residuos de animales en estado de descomposición (Parque Sur).

Se realizaron 3 talleres en el marco del Plan Siembra de Valores para la Vida dictado por la Oficina Nacional Antidrogas (ONA) para la prevención del riesgo social con la participación de 32 personas para un total de 24 horas de capacitación.

Se apoyó en la activación de 2 Comités de Prevención Integrales en Siembra de Valores para la Vida, los cuales tienen como misión desarrollar actividades orientadas a la prevención contra el tráfico y consumo de drogas, lográndose la orientación y la canalización de un caso para tratamiento especializado.

Se prestó apoyo a la Misión 13 de Abril en la parroquia Idelfonso Vásquez, sector Etnia Wayuu municipio Maracaibo, se atendieron 5 Consejos Comunales, se conformó la Sala de Batalla Social y se dio dotación de equipos y materiales de oficina.

METROPOLITANA

Miranda / Distrito Capital: En el área del fortalecimiento al **Poder Popular** se dictaron 15 talleres de Formación Ciudadana en articulación con otros organismos oficiales, (Ministerios, Institutos Nacionales) sobre distintos temas de

interés comunitario: lactancia materna, la alimentación sana en los niños, integración latinoamericana, prevención de enfermedades de transmisión sexual, con la participación directa de 640 personas; se ha prestado apoyo a los Consejos Comunales y se dio inicio al proceso de conformación de las Comunas Socialistas con las comunidades del sector de Gramovén parroquia Sucre municipio Libertador.

Se fortaleció la capacidad de organización de 17 Consejos Comunales pertenecientes a 3 sectores de la ciudad de Los Teques: Pan de Azúcar, El Nacional y la Quebrada La Virgen. Se diseñó e implementó un programa de capacitación y formación para los miembros de los Consejos Comunales de las 2 Comunas Socialistas en conformación, que incluye formación en materia de comunicación comunitaria, reforma de la Ley de Consejos Comunales, e integración comunitaria.

ORIENTE

Anzoátegui: En el área del Fortalecimiento al **Poder Popular** se promovió la construcción de 6 Kioscos Solidarios en el municipio Anaco para beneficiar a 120 personas.

OCCIDENTE

Zulia: En este estado PDVSA a través de sus empresas mixtas y filiales ha intervenido directamente en 15 municipios (Almirante Padilla, Jesús María Baralt, Cabimas, La Cañada de Urdaneta, Jesús Enrique Lossada, Lagunillas, Machiques de Perijá, Mara, Maracaibo, Miranda, Páez, San Francisco, Valmore Rodríguez, Rosario Perijá, Jesús María Semprún).

CENTRO OCCIDENTE

Falcón: En este estado PDVSA ha intervenido directamente en 10 municipios (Buchivacoa, Carirubana, Colina, Dabajuro, Falcón, Miranda, Santa Cruz de los Taques, Tocopero, Urumaco y Zamora) durante el año 2009.

Carabobo: En este estado PDVSA ha intervenido directamente en 12 municipios (Bejuma, Carlos Arvelo, Diego Ibarra, Guacara, Libertador, Los Guayos,

Montalbán, Naguanagua, Puerto Cabello, San Diego, San Joaquín y Valencia) durante el año 2009.

LOS LLANOS

Barinas: En este estado PDVSA actúa directamente en 7 municipios (Barinas, Alberto Arvelo Torrealba, Cruz Paredes, Rojas, Sosa, Bolívar y Obispos) durante el año 2009.

Apure: En este estado PDVSA ha tenido una cobertura de acción en 6 municipios (Achaguas, José Antonio Páez, Biruaca, José Cornelio Muñoz, Pedro Camejo y Rómulo Gallegos) durante el año 2009.

METROPOLITANA

Miranda, Vargas, Distrito Capital: En estas entidades PDVSA ha intervenido directamente en 14 municipios (Carrizal, Guaicaipuro, Mamporal, y Zamora del estado Miranda; en Vargas estado Vargas; en el municipio Libertador del Distrito Capital); durante el año 2.009.

ORIENTE

Anzoátegui: En este estado PDVSA a través de sus empresas y filiales ha intervenido directamente en 15 municipios (Anaco, Bolívar, Bruzual, Carvajal, Cajigal, Freites, Guanta, Peñalver, Píritu, Santa Ana, San Juan de Capistrano, San José de Guanipa, Aragua de Barcelona, Simón Rodríguez y Sotillo), ubicados en la franja norte y centro del estado.

Monagas: En este estado PDVSA a intervenido directamente en 12 municipios del norte y centro del estado (Acosta, Aguasay, Bolívar, Caripe, Cedeño, Ezequiel Zamora, Libertador, Maturín, Piar, Punceres, Santa Bárbara, y Uracoa), durante el año 2009 en la gestión en Desarrollo Social.

Nueva Esparta: En este estado PDVSA ha intervenido directamente en 11 municipios (Antonio Díaz, Antolín del Campo, Arismendi, García, Gómez, Maneiro, Marcano, Mariño, Península de Macanao, Tubores, y Villalba), durante el año 2009.

Sucre: En este estado PDVSA ha intervenido directamente en 12 municipios (Andrés Eloy Blanco, Andrés Mata, Arismendi, Bermúdez, Benítez, Cruz Salmerón Acosta, Libertador, Mariño, Montes, Ribero, Sucre y Valdez), durante el año 2009.

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas: en esta región PDVSA ha intervenido directamente en 16 municipios de 4 estados (Independencia, Miranda y Monagas del estado Anzoátegui; Libertador, Sotillo, y Uraoa del estado Monagas; Santa María de Ipire, Leonardo Infante y El Socorro del estado Guárico; durante el año 2009.

6.3. Aportes a la LOCTI

PDVSA, consciente de su rol en la sociedad venezolana y responsable ante las obligaciones establecidas en la legislación de nuestro país, realiza otros aportes en el área de desarrollo social, según las siguientes leyes:

Según el artículo 42 de la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación, las empresas que se dediquen a las actividades establecidas en las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos e Hidrocarburos Gaseosos deberán aportar o invertir para programas, proyectos o actividades destinadas a promover, estimular y fomentar la investigación científica, la apropiación social del conocimiento y la transferencia e innovación tecnológica.

A continuación se muestran los aportes realizados por PDVSA, en el año 2009 en el área de ciencia, tecnología e innovación:

**Aportes realizados a Ciencia, Tecnología e Innovación
de acuerdo al artículo 42 de la Ley Orgánica de Ciencia Tecnología e Innovación
Año 2009. Consolidado Filiales /Negocios por numeral**

Númeral		Monto Aportado MUS\$
4.a	Sustitución de Materias Primas o componentes para disminuir importaciones o dependencia tecnológica	763
4.b	Inversión en proyectos La creación de redes de cooperación productivas con empresas nacionales.	52
4.c	Inversión en proyectos, utilización de nuevas tecnologías para incrementar calidad productiva de las empresas	1.669
4.d	Inversión en proyectos ... Participación, Investigación y Desarrollo de las universidades y centros país en la introducción de nuevos procesos tecnológicos, esquemas gerenciales y organizativos, obtención de nuevos productos o de los procedimientos,	59
4.e	Inversión en proyectos, formación de talento humano en normativa, técnicas y procedimiento de calidad relativos a las empresas nacionales	49
8.a	Financiamiento a proyectos de investigación y desarrollo de carácter individual o realizados con participación de Universidades o Centros de Investigación y Desarrollo a través de convenios o contratos.	14
8.c	Creación de bases y sistemas de información de libre acceso, que contribuyan con el fortalecimiento de las actividades de la ciencia, la tecnología, la innovación y sus aplicaciones	1
8.f	Financiamiento para la organización de reuniones o eventos científicos	2
9.a	Organización y financiamiento de cursos y eventos de formación, actualización y capacitación tecnológica en el país	69
9.c	Financiamiento de becas para estudios a nivel técnico, de mejoramiento, capacitación, actualización y de post grado para el personal que labora o sea incorporado en la empresa o en una red de empresas nacionales	129
9.d	Programas permanentes de actualización del personal de la empresa con participación de Universidades u otras instituciones de educación superior del país	1
9.f	Financiamiento a programas de movilización de investigadores, creación de post grado integrado a nivel nacional, de redes de investigación nacionales e internacionales	5
9.g	Programas para fortalecer la capacidad de la gestión nacional pública y privada en ciencia tecnología e innovación.	9
9.h	Financiamiento de tesis de post grado y pasantía de investigación de estudiantes de educación superior en Universidades, o en el seno de la empresa o en centros de investigación y desarrollo	190
9.j	Creación de centros nacionales de capacitación técnica en nuevas tecnologías o apoyo a las existentes.	29
10	Cualquier otra actividad que en el criterio del Ministerio de Ciencia y Tecnología pueda ser considerada inversión en ciencia, tecnología, innovación y sus aplicaciones	717
Total		3.758

6.4. Nuevas Filiales

Durante los años 2007, 2008 y 2009 la nueva PDVSA, impulsando el desarrollo económico y social del país ha creado nuevas filiales, tales como: PDVSA Agrícola, S.A. PDVSA Gas Comunal, S.A. Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL). A continuación se detallan los logros más resaltantes de estas filiales:

6.4.1. PDVSA Agrícola, S.A.

PDVSA Agrícola, S.A. 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, pollo, porcinos, peces, soya, maíz, sorgo, yuca, arroz, caraota y frijol) como resultado de la participación de pequeños y medianos productores, abarcando tanto el proceso productivo como la transformación y 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 entonces 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 2009, ha dado continuidad en la ejecución de sus estrategias

destacándose: 1) La conformación de Empresas Mixtas en el marco de convenios Binacionales de soberanía alimentaria y en materia de Ciencia y Tecnología; 2) Firma y ejecución de Convenios y Contratos nacionales e internacionales y; 3) Contratación de EPS o Cooperativas como Empresas colectivas de obras y servicios técnicos y especializados.

Los logros más resaltantes para el año 2009 son los siguientes:

- Se firmaron importantes acuerdos y convenios en el área de ingeniería, asistencia técnica, capacitación y adiestramiento para la producción de rubros agrícolas con productores asociados.
- Se avanzó en la construcción de complejos agroindustriales derivados de la caña de azúcar en los estados Zulia, Mérida, Trujillo, Barinas, Portuguesa, Cojedes y Monagas.
- Se fortaleció el plan de producción agrícola vegetal y animal.
- Otro de los logros más importantes de esta filial es la creación de la Fundación Fondo Nacional para la Producción Lechera (FONAPROLE), cumpliendo con los lineamientos del Ejecutivo Nacional.

FONAPROLE fue constituida por disposición del ciudadano Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, mediante Decreto N° 5931, de fecha 11 de marzo de 2008, con la finalidad de ejercer la gestión de las políticas necesarias para el desarrollo del sector lácteo venezolano. Para el cierre del ejercicio fiscal 2009, se han atendido 22 entidades a nivel nacional, favoreciendo a 4.347 productores del sector mediante los programas integrales ofrecidos por la Fundación, tales como:

- Programa de Financiamientos destinado a mejorar la tecnificación en la Unidad de Producción preparándolas para el plan de inseminación, garantizando alimentación natural al rebaño, así como equipamiento para la distribución, almacenamiento y comercialización de la producción, favoreciendo a 1.416 productores. Así mismo, se otorgaron 125 Microcréditos en aras de solventar necesidades prioritarias en materia de producción y/o arrime que puedan presentar los diferentes productores que suministran la leche a las plantas de procesamiento del Estado.

- Alimentación Integral, se han entregado 31.203 kilogramos de semillas de pasto, beneficiando a 1.683 productores, adicionalmente se han suministrado 1.133.350 kilogramos de fertilizantes, 3.622 litros de herbicida y 772,46 alimento balanceado.
- Sanidad animal, se han vacunado 279.448 animales contra la rabia, brucelosis y fiebre aftosa.
- Mejoramiento genético, a través del convenio suscrito con el Centro Genético Florentino, se han diagnosticado 227 unidades de producción, logrando así evaluar 7.617 animales, caracterizando a 2.504 animales, inseminando así a 144 vientres.
- Fortalecimiento Tecnológico de las Rutas Lecheras, para la fecha se ha adecuado la infraestructura de 82 centros de acopio, 88 tanques para dicho centros, 22 plantas procesadoras de leche y 14 receptorías, lo que nos permite acopiar 1.420.527 litros de leche.

Es de hacer notar, que todos los programas diseñados y ejecutados por la Fundación, se han desarrollado a través de la articulación con los demás entes del estado que intervienen en el sector.

6.4.2. PDVSA Gas Comunal, S.A.

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, y 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 el 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 el 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 control del sector privado.

Actualmente el 95% de los hogares venezolanos distribuidos a todo 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 2% a 3% durante el periodo 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.

Durante 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 periodo 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: dos mil trescientos cincuenta y seis (2.356) estantes comunales. Es de resaltar que como parte de la política de atención integral a los usuarios, en el año 2008 se incorporó el número telefónico 0800-BOMBONA.

6.4.3. 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.

6.4.4. Grupo Lácteos los Andes

El grupo de empresas Lácteos los Andes, propiedad PDVSA desde marzo 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; fortaleza complementada con una estrategia antiinflacionaria que se hace efectiva en menores precios de venta de los productos, los cuales se cotizan entre 25% y 42% inferior a los de la competencia; realidad demostrada en 2009 al producir y mercadear la cantidad de 274 MMLts equivalentes de productos, es decir 8% superior a los 255 MMLts producidos en 2008, porcentaje muy significativo si se considera que en la industria pasteurizadora venezolana la variación típica interanual ronda el 3%. El logro alcanzado fue posible por la acción gerencial para el fortalecimiento de los patrones de productividad, eficiencia operacional y administrativa y la activa participación de empleados y obreros, que de esa manera respondieron a los cursos y talleres dirigidos a tal fin.

Al cierre del año 2009 destaca la producción de 230 MLts diarios de leche pasteurizada, promedio superior en 46% a la producción de 158 MLts/día lograda en 2008; hecho que reafirma el cumplimiento del objetivo del Ejecutivo Nacional de incrementar la disponibilidad de leche líquida para la población. Es importante resaltar el promedio diario alcanzado en el mes de diciembre 2009, al lograr producir 273 MLts de leche pasteurizada, cifra record en la historia de la Empresa. Igualmente, es de destacar que tales logros fueron posibles por el incremento en la recepción de leche cruda de los productores primarios, los cuales entregaron en 2009 a nuestras plantas receptoras un total de 91 MMLts de leche, es decir 15% mayor que 79 MMLts recibidos en 2008. Los incrementos descritos 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.

De especial importancia y significación en 2009, resultó el lanzamiento del 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 Kg de leche; es decir, 9% menor al precio regulado de venta al público de 13,15 Bs/Kg.

Para 2009 se fortaleció e incrementó la relación de intercambio comercial del Grupo de Empresas Lácteos Los Andes con PDVAL, el cual totalizó 53.1 millones de bolívares y un intercambio total de 13.963 TM de productos, cifra que incluye materia prima recibida de PDVAL (leche en polvo y azúcar) y productos manufacturados Los Andes entregados a la cadena de ventas de PDVAL.

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

Con inicio en octubre de 2009, la Empresa aplicó un plan de ahorro de energía con el propósito de superar los efectos causados por el fenómeno climático “El Niño”. Para diciembre del referido año se logró reducir el consumo de energía eléctrica en 14%, propósito que continuará hasta alcanzar un ahorro de 20% en el consumo de electricidad.

Como objetivo estratégico para el tránsito de empresa capitalista a una Empresa de Propiedad Social, se fijó como meta prioritaria el cambio en las relaciones de trabajo, para lo cual se diseñó un esquema para explicar dicho cambio, el cual se denominó “Construcción de la Decisión”, destinado a preparar los trabajadores para su participación en la gestión de la Empresa. Igualmente, y

para el mismo fin, se diseñó el curso “Participación, Calidad y Productividad”, al cual, al cierre del año, habían asistido 1.940 trabajadores de las plantas y de las regiones comerciales, lo que representa el 60% de la nómina. En procura del mencionado objetivo se promovió la creación de un frente de trabajadores, propósito que se cumplió con la integración 1.350 trabajadores en el Frente Socialista de Trabajadores Lácteos en las plantas de Nueva Bolivia y Cabudare, gestión que continuará con la incorporación de los trabajadores de las regiones comerciales.

6.4.5. 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 Simón Bolívar, el Plan Económico y Social de la Nación, 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.

Principales logros y proyectos:

- Desde la Región Central, se construyen los Complejos Habitacionales Padre Juan Vives Suria y Monseñor Oscar Arnulfo Romero, en Montalbán, Parroquia La Vega, Caracas, que beneficiaran a (983) familias. También, se construye el Complejo Habitacional Integral La Haciendita, en Filas de Mariches, Santa. Lucia, Municipio Sucre, estado Miranda que beneficiará a (418) familias de escasos recursos.

- En Occidente, Desarrollo Urbano, conjuntamente con la empresa Ducolsa, vienen desarrollando tres Ciudades Ecológicas, nueve proyectos de vivienda y hábitat, siete de infraestructura comunal, tres de Salud, diez de servicios básicos, uno turístico y seis de apoyo educativo, en beneficio de las comunidades de los estados Zulia, Falcón, Mérida, Lara y Trujillo. También, se destaca el apoyo para la infraestructura de PDVAL en la región.
- La Región Llanera, atendió las necesidades prioritarias de las comunidades, construyendo un Acueducto, tres canchas deportivas, la red de cloacas, vialidad, ochenta viviendas (SUVI), 14,6 Km de líneas de baja y alta tensión, dos Liceos, una Escuela Bolivariana y la Escuela de Música en el estado Barinas. Igualmente, construyó el cercado perimetral de un Matadero en Apure y se acondicionó una cancha deportiva en el estado Portuguesa.
- En Oriente, se construyeron dos Centro Diagnóstico, un urbanismo para 125 viviendas, una Plaza, una Escuela Técnica, dos unidades Educativas, un Simoncito, un Laboratorio de la UBV, una Clínica, la electrificación de cuatro Comunidades, se sustituyeron (114) Ranchos por viviendas dignas, en el estado Monagas; así como también, se reacondicionó un estadio, y la vialidad del casco central de la ciudad de Cumaná, en el estado Sucre.

6.5. Programas de Desarrollo Social CITGO 2009

CITGO, en línea con los principios de desarrollo social de PDVSA, contribuyó en el 2009 con el mejoramiento de la calidad de vida de aproximadamente un millón de personas en las áreas más empobrecidas de los Estados Unidos. La empresa invirtió 80 millones de dólares, como se indica en la siguiente tabla, en diversos programas de ayuda humanitaria, salud, educación, deporte, cultura, conservación ambiental y desarrollo cívico-ciudadano.

Contribución por programa en el 2009

Programa	Contribución (US\$)
Programa de Combustible para Calefacción Venezuela-CITGO	64.559.048
Proyectos Sociales en el Sur del Bronx, NY	1.125.475
Proyectos Ambientales en el Sur del Bronx, NY	190.000
Funadción Simón Bolívar	8.400.000
Donación Isla de Petty	3.000.000
Casa de Maryland, Inc, Centro de Rehabilitación del Alcohol y Drogas de Coastal Bend (Charlie'sPlace)	200.000 750.000
Instituto William C. Velásquez	100.000
TransAfrica Forum	50.000
Diócesis Católica Romana de Corpus Christi	500.000
Otras Iniciativas	1.218.175
Total	80.092.698

6.5.1. Programa de Combustible para Calefacción Venezuela-CITGO

La iniciativa social más importante que implementó la empresa en el 2009 fue, sin lugar a dudas, el Programa de Combustible para Calefacción Venezuela-CITGO. Este programa fue creado en el 2005 por iniciativa del Comandante-Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez, a fin de dar respuesta a una solicitud de ayuda humanitaria de parte de pobladores de la localidad del Bronx, comunidad ubicada en la ciudad de Nueva York Estados Unidos. En su inicio, el programa ofreció combustible para calefacción con descuento a familias pobres, con el objetivo de ayudarlos a enfrentar la escasez de combustible y la subida de los costos de los productos petroleros, como consecuencia de los huracanes Katrina y Rita.

Adicionalmente, y respondiendo al clamor de millones de personas de bajos ingresos en los Estados Unidos, afectados por el alto precio del combustible para calefacción en el 2005, los miembros del Congreso tomaron medidas remitiendo una carta a las compañías petroleras americanas en la que solicitaban a dichas compañías la implementación de programas de ayuda a familias que no pudieran costear los gastos de suministro del combustible de

calefacción. CITGO fue la única empresa en responder, no sólo a este llamado en el 2005, sino que ha continuado suministrando esta ayuda a las familias menos privilegiadas en los últimos cuatro inviernos.

Durante la temporada de invierno 2008-2009, el programa benefició a más de 600.000 personas de bajos ingresos en 25 estados y el Distrito de Columbia, quienes viven en más de 202.000 hogares. Los beneficiarios incluyen a los miembros de aproximadamente 248 tribus indígenas americanas y residentes de 245 refugios para indigentes.

A lo largo de los últimos 4 años, el programa ha seguido creciendo. En 2005, el programa proporcionó beneficios en 8 estados. Para la temporada de calefacción de 2008-2009, 25 estados más el Distrito de Columbia participaron en el programa. A continuación hay una lista de los estados participantes y su ubicación geográfica:

Estados Beneficiarios del Programa de Combustible para Calefacción de Venezuela-CITGO

Noroeste Pacífico y Oeste	Medio Oeste		Noreste		
Alaska	Montana	Minnesota	Virginia	Pennsylvania	Massachusetts
Oregon	North Dakota	Wisconsin	Maryland	New York	New Hampshire
Washington	South Dakota	Michigan	Delaware	Connecticut	Vermont
Arizona	Nebraska	Indiana	New Jersey	Rhode Island	Maine

Resumen de Beneficiarios:

El programa de Combustible para Calefacción Venezuela-CITGO está diseñado para suministrar ayuda en este rubro a cuatro distintas poblaciones: casas individuales, familias que viven en apartamentos, refugios para indigentes y hogares de indígenas americanos. La iniciativa está dirigida a cumplir con las necesidades de calefacción de cada uno de estos tipos de beneficiarios.

Casas individuales

Los hogares que se beneficiaron con el programa estuvieron localizados en 16 estados del noreste y medio oeste de los Estados Unidos y Alaska. Estos hogares no fueron incluidos en las categorías de apartamentos ni en la de indígenas americanos.

A fin de calificar para el programa, el ingreso total de los hogares tenía que ser de menos del 60% del ingreso promedio del estado de residencia, sin tomar en cuenta si el hogar cumplía o no con el requisito del Programa de Ayuda Energética para Personas de Bajos Recursos (LIHEAP).

El Programa de Combustible para Calefacción aprobó la ayuda para 90.651 casas individuales, en las que distribuyó aproximadamente nueve millones de galones de combustible. De estos hogares, 42.952 reportaron “la pérdida o cambio en el ingreso” como la causa financiera en su solicitud. El precio promedio por galón para entregas a hogares fue de 2,31 dólares y el beneficio promedio por familia de 231 dólares.

Cuando se compara con el promedio anual de gastos energéticos en los Estados Unidos, de 1.810 dólares por año, el beneficio promedio de 231 dólares representa un ahorro del 11% de gastos energéticos para estas familias de bajos ingresos.

Edificios de Apartamentos

El Programa de Calefacción también ofreció ayuda a edificios de apartamentos de grandes dimensiones, que calificaron como de bajos ingresos, en los estados de Nueva York, Maryland, Nueva Jersey y Pennsylvania. Para calificar al programa, un edificio tenía que ser propiedad o estar administrado por una organización sin fines de lucro o un Fondo Corporativo de Desarrollo Residencial (HDFC), donde el 80% de los residentes tienen un ingreso igual o menor al 60% del ingreso medio del estado.

Además de proporcionar ayuda con la calefacción a los residentes, se le pidió a cada edificio que usara aproximadamente el 37% de su donación para implementar medidas de eficiencia energética dentro del edificio. Estas medidas abarcaban

desde mantenimiento del calentador hasta instalar bombillas fluorescentes compactas (ahorradoras de energía). Como resultado de implementar estas medidas de eficiencia energética, un edificio que participaba en el programa redujo su cuenta mensual de electricidad en aproximadamente 3.000 dólares.

El programa proporcionó ayuda con la calefacción a 853 edificios aprobados. Estos edificios albergaban 42.952 familias. Se entregó un total de 4,07 millones de galones de combustible para calefacción a las instalaciones calificadas.

Refugios para Indigentes

El Programa de Combustible para Calefacción también proporciona combustible a los refugios para indigentes. A fin de calificar para el programa, un refugio debe cumplir con cuatro criterios: 1) proveer refugio para personas indigentes, 2) usar combustible para calefacción, 3) pagar directamente el combustible (lo contrario a que esté incluido en la renta) y, 4) ser una organización sin fines de lucro (501c3 por sus siglas en inglés), según las regulaciones del Impuesto sobre la Renta de los Estados Unidos (IRS).

Durante la temporada de invierno 2008-2009, el programa proporcionó ayuda a 245 refugios. A lo largo del invierno, cada refugio brindó asistencia a cientos de personas indigentes. Se entregó un total de 584.771 galones de combustible a los refugios participantes.

Programa Tribal

En los meses de otoño de cada año, CITGO realiza llamadas a sus contactos tribales para recolectar información acerca de la población y evaluar las necesidades de calefacción. Esta información es enviada a nuestro aliado estratégico en la implementación de este programa, la organización sin fines de lucro "Citizens Programs", para que la misma pueda distribuir la ayuda a cada tribu participante.

Como resultado directo de este esfuerzo de contacto por CITGO, el programa tribal en el 2009 fue expandido a Wisconsin y Oklahoma, dos estados que no tenían participantes tribales en años anteriores.

Un buen número de las tribus que participan en el programa usan propano como su fuente principal de calefacción. Como resultado, el programa permite que se haga

un ajuste para donar el equivalente a 100 galones de propano por hogar en cada tribu participante. Debido a que la mayoría de las tribus fuera del estado de Alaska están ubicadas en el medio oeste de los Estados Unidos, el programa usa los precios del propano del medio oeste como su punto de referencia. Durante la temporada de invierno de 2008-2009, el precio del propano en el medio oeste estaba entre 1,97 dólares y 2,09 dólares por galón, con un promedio de 2,05 dólares por galón. Las tribus en los 48 estados contiguos recibieron un promedio de 238 dólares por familia.

Las poblaciones de indígenas americanos en Alaska usan combustible como su principal fuente de calefacción. Debido al gran tamaño del estado y la remota ubicación de los pueblos indígenas, el precio del combustible para calefacción varía ampliamente. Por ejemplo, durante la pasada temporada de invierno, el Pueblo de Atkasuk, ubicado en el extremo norte de Alaska, reportó el precio más bajo por galón a 1,40 dólares, mientras que el Pueblo de Nikolski reportó un precio de 10 dólares por galón. El beneficio promedio para los hogares tribales de Alaska fue de 495 dólares.

En total, el programa proporcionó ayuda a 248 tribus de indígenas americanos en 15 estados durante la última temporada de invierno. Las tribus participantes representan a 66.181 familias. El combustible total equivalente asignado para servir al programa tribal fue de 6,56 millones de galones.

6.5.2. Donación de la Isla de Petty para usos Ecológicos y Ambientales

Después de trabajar durante varios años con diversas agencias y gobiernos sobre varias opciones, CITGO escogió donar la isla de Petty al estado de Nueva Jersey y continuar con sus esfuerzos para conservar su medioambiente y su rica vida animal y vegetal. Además de donar la propiedad, CITGO se comprometió con la donación de 3 millones dólares adicionales, de los cuales 2 millones de dólares serán usados para el mantenimiento y financiamiento de parte de los esfuerzos de restauración y remediación de la Isla, como lo es la preparación del terreno para el reestablecimiento de vegetación en el área, el suministro de árboles y otras especies vegetales y sistemas de irrigación entre otros. El monto restante 1 millón de dólares será usado para la construcción y establecimiento de un centro de educación ambiental.

6.5.3. Proyectos Sociales y Ambientales en el Sur del Bronx

Con una contribución total de 3.7 millones de dólares desde el 2007, CITGO ha implementado 36 programas enfocados a la educación, salud, nutrición, gerencia de cooperativas, finanzas y conservación ambiental en la comunidad del Sur del Bronx. Este municipio de la ciudad de Nueva York es el segundo distrito congresional más pobre de los Estados Unidos. El programa, fue creado por iniciativa del Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, Hugo Chávez, durante su visita a la comunidad del Bronx en septiembre de 2005. Durante el primer año del programa (2006), los beneficios fueron canalizados a 10 organizaciones de desarrollo social y tres organizaciones ambientales. Con una donación de 1,2 millones de dólares. En el 2009, la cobertura del programa abarca a 33 organizaciones de desarrollo social, además de las 3 agencias ambientales originales.

Algunos de los programas ayudan a la gente individualmente, enseñándoles inglés, guiándolos hasta la obtención de un Diploma de Equivalencia General (GED), adiestrándolos en la creación y manejo de cooperativas, fortaleciendo su autoestima, entrenándolos como activistas comunitarios y proporcionándoles alternativas de comida sana, fresca y natural.

Una de las organizaciones asociadas, **Servicio de Educación Básica (SEBI)**, ofrece servicios educacionales a la creciente población de inmigrantes que no habla inglés en el Sur del Bronx, incluyendo programas de entrenamiento en computación, preparación para la certificación GED, entrenamiento en kárate, educación cívica y clases de arte y artesanía. La donación de CITGO ha hecho posible la significativa expansión de estos servicios.

La Cooperativa de Trabajadores Ecológicos es otro grupo que se beneficia del aporte solidario de CITGO. Esta organización apoya la creación de cooperativas propiedad de trabajadores para mejorar las condiciones ambientales. Su primera cooperativa es ReBuilders Source, un almacén de venta minorista de materiales de construcción excedentes y rescatados. La donación de CITGO ha contribuido al desarrollo de su Academia Cooperativa de Trabajadores Ecológicos, un programa de entrenamiento y apoyo para los residentes del Sur del Bronx, que quieren iniciar cooperativas de trabajadores para preservar y mejorar el medio-ambiente.

El Movimiento La Peña del Bronx es una organización dedicada al desarrollo y promoción de programas de justicia social en el Sur del Bronx, por medio de actividades artísticas, como la música y el teatro. También lleva a cabo talleres e intercambios culturales diseñados para aglutinar las diversas corrientes culturales de la comunidad.

Por un Bronx Mejor es una organización que promueve la justicia social y ambiental en el Sur del Bronx. El grupo provee educación acerca de jardinería y comida naturista por medio de sus iniciativas locales de cultivo en la ciudad, organización de talleres de nutrición y el establecimiento de jardines comunitarios y un mercado de agricultores. También atiende los asuntos de contaminación y otros problemas ambientales en el área.

El Centro de Servicios Cooperativos proporciona ayuda y entrenamiento a los residentes del Sur del Bronx que desean aprender acerca de las cooperativas o de cómo formarlas. Su programa de educación tiene un amplio currículo que incluye instrucción sobre como organizar cooperativas y como manejar su crecimiento y desarrollo. El aporte de CITGO permite que el programa educativo adquiera materiales y suministros para apoyar estas iniciativas educacionales.

Otros programas, como el apoyo al **Centro de Servicios Cooperativos**, apuntan hacia el beneficio de la comunidad al promover el mejoramiento ambiental en una de las áreas más contaminadas de los Estados Unidos. Los estudiantes están siendo adiestrados como activistas ambientales mientras otros están construyendo pequeñas embarcaciones de madera para navegar el Río Bronx y desarrollar sus proyectos ambientales de preservación del agua y de las especies que habitan en éste recurso fluvial. Otra innovadora iniciativa ambiental, es la de promover la conservación incentivando a los administradores de los grandes edificios a instalar jardines aéreos que puedan recolectar el agua de lluvia para aliviar los problemas de las cloacas y usar el agua en formas compatibles con el medio ambiente.

Otras organizaciones, como los **Ministerios de la Juventud para la Paz y la Justicia** preparan a la gente joven para que se conviertan en promotores de la paz y de la justicia a través de la educación política, formación espiritual y desarrollo comunitario. El aporte de CITGO ha permitido la realización de foros educacionales, la ejecución de proyectos de demostración ecológica, tales como la instalación de

barriles para la lluvia, techos ecológicos, plantación de árboles en las calles, monitoreo de la calidad del agua y evaluaciones de la salud de los peces.

La organización “**Rocking the Boat**” utiliza los proyectos tradicionales de construcción de botes de madera y la educación ambiental para ayudar a los jóvenes a convertirse en adultos responsables y fuertes. La donación de CITGO apoya varios de sus programas de conservación del Río Bronx, tales como los programas comunitarios para incentivar un mejor conocimiento ambiental sobre este recurso natural hídrico, programas juveniles de verano y después de la escuela y proyectos de restauración ambiental.

The Point es una Corporación de desarrollo comunitario dedicada a la revitalización cultural y económica de la sección Hunt’s Point del Sur del Bronx. Su grupo A.C.T.I.O.N. (Activistas Vienen a Informar a Nuestro Vecindario), liderado por adolescentes, incentiva a la juventud a identificar y desarrollar soluciones a problemas de justicia social y ambiental. La donación de CITGO apoyará la iniciativa A.C.T.I.O.N. de la Isla Hermano del Norte, localizada sobre el Río Bronx, por un periodo de 3 años. Con parte de los fondos, también se han realizado talleres de educación ambiental de la Sociedad Audubon de la ciudad de Nueva York, proyectos de restauración, siembra de árboles y actividades de limpieza sobre otra isla ubicada en el Río Bronx, en su extremo sur.

Hasta la fecha, la ejecución de estos programas ha proporcionado beneficio directo a más de 11.000 personas. A través de Consejos Comunales, los residentes participan en la selección de los proyectos que se considera tendrán un mayor impacto sobre el mejoramiento de la vida en esa comunidad.

6.5.4. Fundación Simón Bolívar: Ayuda Médica Especializada

Desde el 2005 y por medio de acuerdos con PDVSA, la Fundación Simón Bolívar ha implementado un número de programas de asistencia médica que han proporcionado cuidado a 269 pacientes hasta finales del 2009. La mayoría de estos pacientes son venezolanos, con enfermedades críticas, que han recibido tratamiento en hospitales localizados en los Estados Unidos, Argentina, Italia, Venezuela y otros países.

En el 2008 y 2009, la Fundación ha brindado cuidado a 29 pacientes críticos y 119 otras personas, en su mayoría niños, que han recibido implantes cocleares con los

cuales han obtenido la capacidad de escuchar y por consiguiente, la capacidad de aprender a hablar. Además, por medio de un acuerdo entre PDVSA y el Hospital Italiano de Argentina, 10 infantes venezolanos han recibido transplantes de hígado o tratamiento relacionado, en la ciudad de Buenos Aires. Un acuerdo adicional entre PDVSA y la Fundación de Transplantes de Médula Ósea, ha proporcionado transplantes de médula ósea y tratamientos relacionados a 50 pacientes venezolanos en hospitales localizados en la República de Italia. La siguiente tabla resume las actividades del programa desde 2005.

	2005-2007	2008	2009 (*)	Total
CITGO Programa Médico	32	14	-	46
Fundación Simón Bolívar				
Programa de Asistencia Médica a Pacientes venezolanos	-	22	7	29
Programas de Implantes Cocleares	-	63	56	119
Programa de Transpalnte Héptico	-	6	4	10
Programa de Transplante Médula Ósea	-	16	34	50
Programa Asistencia Médica a pacientes en EE.UU	-	2	4	6
Otras Contribuciones	-	1	8	9
Total	32	124	113	269

6.5.5. Otras Iniciativas Estratégicas

Con el objetivo de beneficiar directamente a más de 25.000 personas y beneficiar indirectamente a cientos de miles de habitantes la mayoría de origen Hispano y Africano, CITGO invirtió cerca de tres millones de dólares en el 2009 en una variedad de iniciativas educacionales, cívicas, culturales y de entrenamiento para el trabajo.

Escuela Secundaria Juan Pablo II en Corpus Christi

En el 2007, CITGO se comprometió con una donación de dos millones de dólares para la Escuela Secundaria Juan Pablo II en Corpus Christi, Texas. Por medio de este acuerdo, pagadero en contribuciones de 500.000 dólares por año, la Diócesis de Corpus Christi pudo crear una dotación para asegurar la continuidad de las operaciones de la escuela. El fondo se usa para darles becas a estudiantes que provienen de minorías étnicas que no cuentan con los medios financieros para pagar la inscripción escolar.

Casa de Maryland, Inc.

A través de una donación de 200.000 dólares durante el 2009, CITGO continuó su relación con Casa de Maryland, Inc., una organización sin fines de lucro que proporciona varios servicios a la población latina y afro-americana en el área metropolitana de Washington D.C., y el vecino estado de Maryland.

Los logros más importantes del 2009 incluyeron:

- Clases de inglés como segundo idioma que incluyeron a más de 1.200 estudiantes.
- Cursos de conocimiento financiero ofrecidos a 4.744 familias, de las cuales 1.906 abrieron cuentas bancarias.
- Entrenamiento vocacional a 36 miembros de la comunidad, de los cuales 11 obtuvieron trabajos a tiempo completo inmediatamente después que terminaron.
- Servicios de Asesoría de Negocios a 27 miembros y consultoría de cooperativas a 93 miembros adicionales de la comunidad.
- Un centro de llamadas que ofrece servicios de referencia recibió más de 30.000 llamadas.

Centro de Rehabilitación para Alcohol y Drogas de Coastal Bend (o Charlie's Place)

Ubicado no lejos de las instalaciones de la Refinería de CITGO en Corpus Christi, Charlie's Place es el centro de tratamiento y rehabilitación de alcohólicos y drogadictos más grande del Sur de Texas. Con el apoyo de CITGO, Charlie's Place pudo remodelar y dotar un antiguo hotel y convertirlo en una instalación para tratamiento de 171 camas. Esta expansión permite que el centro aumente su capacidad actual para darle tratamiento a 2.200 pacientes anualmente.

Además de una donación monetaria total de 750.000 dólares pagados en 2009, más de 100 empleados de CITGO donaron más de 2.000 horas de trabajo voluntario a esta organización. Como resultado de estas contribuciones, CITGO fue reconocida como "Socio Corporativo del Año" por la Red Social de Indigentes de Texas.

William C. Velásquez

Durante el año 2009, CITGO también ayudó al Instituto William C. Velásquez a llevar adelante sus programas y proyectos. Esta es una organización de análisis de políticas públicas imparcial, libre de impuestos, cuyo propósito es desarrollar investigaciones de conducta dirigidas a mejorar el nivel de participación política y económica en la comunidad latina y otras menos representadas; proporcionar información relevante a líderes latinos en cuanto a las necesidades de sus miembros; informar al liderazgo latino y al público acerca del impacto de las políticas públicas sobre los latinos; e informar al liderazgo latino y al público acerca de las opiniones y conducta política de los latinos.

Igualmente, la empresa patrocinó a la organización Southwest Voter Registration Education Project (Proyecto para la Educación y Registro de Votantes del Suroeste), que tiene como objetivo proveer formación cívica a ciudadanos de origen hispano y concederles becas a estudiantes minoritarios de bajos ingresos.

TransAfrica Forum

Es una institución educacional y de investigación social líder en el campo de la comunidad afro-americana de los Estados Unidos, en temas políticos asociados con África, América Latina y el Caribe. A través del apoyo de CITGO, TransAfrica Forum creó el Programa Latinoamericano, el cual tiene como finalidad proveer educación a la población afro-americana acerca de los temas más cruciales que enfrentan los latinoamericanos en este país y en sus países de origen. El propósito colateral es el de fortalecer las conexiones entre las poblaciones afro-americanas y latinas en los Estados Unidos y fomentar e incentivar desarrollo económico y promoción del comercio justo en el Caribe y Latinoamérica.

Diversificación de Proveedores

La Iniciativa de Diversificación de Proveedores de CITGO tiene como objetivo promover la incorporación de pequeñas y medianas empresas pertenecientes a mujeres y minorías a nuestra cadena de suplidores. En el año 2008 se inició este ambicioso programa social, con la realización de grandes eventos con pequeños suplidores en las ciudades de Houston, Corpus Christi, Lake Charles y Lemont, ciudades en las cuales CITGO tiene presencia operacional o administrativa.

Desde el 2008, más de 1.300 proveedores potenciales han asistido a este tipo de eventos. Durante su realización, los asistentes tienen la oportunidad de interactuar con aproximadamente 200 expertos de CITGO y obtener información sobre más de 30 categorías de materiales y servicios usados por la empresa en sus refinerías, terminales y áreas administrativas. La iniciativa de Diversificación de Suplidores hace evidente el compromiso de CITGO de apoyar a las minorías y ayudar a las comunidades locales. Con este esfuerzo, CITGO está promoviendo más inclusión en su cadena de suministro, en línea con una iniciativa similar realizada por PDVSA en la República Bolivariana de Venezuela.

Hasta la fecha se han registrado 530 compañías como suplidores de minorías o empresas pertenecientes a mujeres. También, en el 2009, CITGO invirtió 110,6 millones de dólares en negocios con empresas de minorías, lo que significó un aumento anual de 140,40% con respecto al año 2008.

Otros Programas

CITGO también trabaja y participa activamente en otros programas sociales con organizaciones tales como la “United Way, Habitat for Humanity®”, la “National Multiple Sclerosis Society” y la “Special Olympics”.

Durante el 2009, y continuando con una tradición de 23 años, los empleados de CITGO, junto con los distribuidores, detallistas y proveedores de la empresa, recolectaron 11 millones de dólares para la Asociación de Distrofia Muscular (MDA). Además, organizaron una variedad de eventos, incluyendo las campañas anuales de tréboles contra la distrofia en la sede corporativa de CITGO en Houston y en nuestras refinerías de Lemont, Lake Charles y Corpus Christi.

Los empleados de CITGO participan activa y voluntariamente en muchas otras iniciativas sociales. Los grupos de empleados voluntarios se encuentran en todas las áreas de la empresa. Entre ellos se encuentran, CITGO en Acción en la sede corporativa en Houston, el Equipo CITGO en el Complejo Manufacturero de Lake Charles, el Equipo de Acción Comunitaria de CITGO en la Refinería Lemont y el Equipo de Cuidados CITGO en la Refinería Corpus Christi, en Texas.

En un día cualquiera, los voluntarios de estos grupos podrían estar ayudando a una escuela primaria local con la donación de morrales y suministros escolares, o trabajando para empacar comidas enlatadas, en un banco de comida para familias

pobres. También podrían estar visitando un ancianato para alegrarle el día a sus residentes; limpiando una playa o un parque; realizando jornadas de reciclaje o sembrando flores para ayudar a proteger nuestro ambiente. En definitiva, nuestros empleados conjugan satisfactoriamente sus tareas y obligaciones laborales con CITGO, mientras trabajan voluntariamente para mejorar su comunidad y el medio ambiente que los rodea.

6.6. Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN)

La Reforma a la Ley del Banco Central de Venezuela (BCV) entró en vigencia el 20 de julio de 2005, contemplando un nuevo régimen para las transacciones de PDVSA en moneda extranjera. De acuerdo con este nuevo régimen, PDVSA sólo está obligada a vender al BCV los ingresos en moneda extranjera necesarios para satisfacer sus obligaciones en moneda local. Los montos restantes en moneda extranjera, pueden ser mantenidos por PDVSA para satisfacer las obligaciones e inversiones en moneda extranjera. Cualquier monto en exceso a lo descrito anteriormente, debe ser transferido por PDVSA a FONDEN, ente creado por el Ejecutivo Nacional el 9 de septiembre de 2005, según Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 341.413, con el objetivo de apoyar los proyectos sociales de inversión real productiva, educación, salud, atención a situaciones especiales, y mejoramiento del perfil y saldo de la deuda pública externa. Por otra parte, el 15 abril de 2008, entró en vigencia según Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 38.910 la Ley de Contribuciones Especiales Sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos, la cual contempla la obligatoriedad de transferir a FONDEN los excedentes de la renta petrolera para que sean invertidos en el desarrollo de la Nación.

Desde la creación de FONDEN, PDVSA ha aportado 28.125 millones de dólares, según el siguiente detalle:

Años	Aportes al FONDEN (MMUS\$)
2005	1.525
2006	6.855
2007	6.761
2008	12.384
2009	600
Total Aportes PDVSA al FONDEN	28.125

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

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

Principales Proyectos Financiados por FONDEN (MMUS\$).

	Asignado	Ejecutado 2005 - 2009	% Ejecución
Línea III Tramo El Valle - La Rinconada	741	715	96
Línea IV Tramo Capuchinos - Plaza Venezuela	429	398	93
Metro de Maracaibo	255	255	100
Metro de Valencia	194	194	100
Metro de Los Teques	371	371	100
Sistema Vial Tercer Puente sobre el Río Orinoco	467	467	100
Sistema Ferroviario Central "Ezequiel Zamora" Tramo: Caracas - Tuy Medio	352	352	100
Central Ezequiel Zamora Tramo: Puerto Cabello - La Encrucijada	1.376	1.319	96
Autopista Acarigua - Barquisimeto	52	52	100
Rehabilitación del Sistema Centro Occidental "Simón Bolívar", Tramos: Puerto Cabello - Barquisimeto y Yaritagua - Acarigua	78	78	100
Sistema Metro Cable San Agustín del Sur	262	244	93
Sistema Metro Ligerero Caracas-Guarenas-Guatire	478	460	96
Línea V Metro de Caracas Bello Monte-Parque del Este	301	300	99
Línea II Metro de Los Teques	483	480	99
Planta Termoeléctrica Termozulia	282	282	100
Plantas Termoeléctricas Ezequiel Zamora y Alberto Lovera	44	44	100
Consolidación de Redes de Distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro	90	90	100
Electrificación del estado Apure	126	126	100
Proyecto Ampliación Planta de Pequiven en Morón	834	830	99

Revolución Energética	766	766	100
Proyecto Ampliación Planta Polietileno	161	131	81
Sistema Vial Puente Mixto sobre el Río Orinoco	324	324	100
Central Hidroeléctrica Macagua I	126	126	100
Planta de Concentración de Hierro	125	122	98
Empresa Siderúrgica Nacional	223	223	100
Planta de Tubos sin Costura	3	3	100
Instalación Planta Producción Rieles Vía Férrea	4	-	-
Construcción Centro de Laminación de Aluminio	2	2	100
Red Nacional de Telecomunicaciones	47	47	100
Barrio Adentro IV	187	187	100
Capitalización Banco Agrícola de Venezuela	326	326	100
Capitalización Fondo de Desarrollo Agropecuario, Pesquero, Forestal y Afines	327	327	100
	Asignado	Ejecutado 2005 - 2009	% Ejecución
Culminación Fase I Proyecto saneamiento Cuenca Río Guaire	120	83	69
Iniciación de Proceso de Reestructuración de la Deuda Pública	3.252	3.252	100
8.822 Viviendas para la culminación de Obras del Programa Cierre de Ciclo	137	137	100
Construcción de nuevos desarrollos y compra de viviendas en el mercado primario para atender y reubicar los habitantes de Nueva Tacagua, Barrio Nueva Esparta, Ojo de Agua, entre otros, producto de la emergencia enero 2006.	131	131	100
Indemnizaciones a Familias por Subsistencia en el Lago de Valencia.	115	115	100
Emergencia por Vaguada en el estado Vargas	87	87	100
Obras por ejecutar del INAVI para la construcción y culminación de 7.292 viviendas (cierre de ciclo).	169	169	100
Barrio Adentro II	127	127	100
Continuación del Programa VENESAT I (Implementación del Sistema Satelital Simón Bolívar)	230	230	100
Proyectos Ministerio del Poder Popular para la Defensa	3.843	3.304	86
Desarrollo de nuevos proyectos de vivienda a nivel nacional	978	529	54

Fuente: FONDEN

6.7. Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA)

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

A continuación se presenta un resumen de los aportes de PDVSA al FONDESPA, durante los años 2004, 2005, 2006:

FONDESPA					
AÑOS	Presupuesto Aprobado PDVSA	Fondos Transferidos de CVP a BANDES	Asignado Ejecutivo Nacional	Ejecutado por los Entes	Porcentaje de Ejecución vs. Asignado
2004	2.000	2.000	2.000	2.000	100%
2005	2.000	2.000	2.000	2.000	100%
2006	229	229	229	133	58%
TOTAL	4.229	4.229	4.229	4.133	98%

Estos recursos han sido asignados a proyectos en las siguientes áreas (MMUS\$)

ÁREA DE PROYECTO	Asignado Ejec. Nac.	Ejecutado 2004 Dic 2009	% Ejecución
Vialidad e Infraestructura	763	696	91
Transporte Público	1.093	1.052	96
Energía Eléctrica	806	806	100
Des. Endóg., Agroindustria y Mediana Empresa	573	563	98
Comunicaciones, Estudios y Ambiente	94	93	99
Desarrollo Agrícola Nacional	304	303	99
Industrias Básicas	8	8	100
Banca Pública	50	50	100
Integración y Unidad Regional	50	50	100
Fondo de Investigación y Desarrollo Garantía Nacional	196	73	37
CVP - Misiones	292	439	-
Total	4.229	4.133	98

A continuación se presenta un detalle de los proyectos en ejecución, con aportes del FONDESPA, por cada área:

Vialidad e Infraestructura	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejec	Ente Ejecutor
▶ Autopista Gran Mariscal de Ayacucho, Aragüita-Higuerote	225	198	88	INVITRAMI
▶ Vialidad Límite Edo. Cojedes: Dos Caminos-San Juan de los Morros	100	98	98	FONTUR
▶ Maquinarias y/o Equipos MINFRA	99	99	100	FONTUR
▶ Autopista San Cristóbal-La Fría	73	65	89	IVT
▶ Autopista Antonio José de Sucre Cumaná-Puerto La Cruz	58	41	71	SAVES
▶ Autopista Gran Mariscal de Ayacucho (Tramo T8)	52	52	100	COVINEA
▶ Autopista José Antonio Páez	49	47	96	FUND-PROPAT.
▶ Principales Vías Agrícolas Edo. Barinas	37	36	97	INTRAVIAL
▶ Canal de Navegación del Río Orinoco (Central y Oriental)	29	29	100	INC
▶ Vía Expresa San Cristóbal-Ureña	27	20	74	IVT
▶ Par Vial Morón-Boca de Aroa-Tucacas	11	10	91	INVIALFA
▶ Vía Encontrados-El Cruce	3	1	33	FONTUR
Sub - Total Vialidad e Infraestructura	763	696	91	

Transporte Público	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejec	Ente Ejecutor
▶ Continuación Obras Ferrocarril Caracas Tuy Medio Etp. I-II	273	273	100	IFE
▶ Transporte Masivo de Barquisimeto	257	257	100	TRANSBARCA
▶ Proyecto Ferroviario Tramo La Encrucijada - S. F. de Apure	120	119	99	IFE
▶ Proyecto Ferroviario Tramo Chaguaramas-Las Mercedes	75	75	100	IFE
▶ Rehabilitación del Sistema Ferroviario C.O. Simón Bolívar	80	80	100	IFE
▶ Línea Aérea CONVIASA	59	59	100	CONVIASA
▶ Metro de Maracaibo	50	50	100	METRO MCBO
▶ Metro de Los Teques	50	50	100	M. LOS TEQUES
▶ Sistema Ferroviario Tramo Pto. Cabello - La Encrucijada	90	50	56	IFE
▶ Continuación Obras Línea I Sistema TROLEBUS Mérida	36	36	100	TROLMERIDA
▶ Modificaciones y Modernización de la Draga Guayana	3	3	100	INC
Sub - Total Transporte Público	1.093	1.052	96	

Energía Eléctrica	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejec	Ente Ejecutor
▶ Obras en el área de transmisión y distribución energ. (*)	245	245	100	CADAFE
▶ Planta de Ciclo Combinado Termozulia	195	195	100	ENELVEN
▶ Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora	140	140	100	CADAFE
▶ Termoeléctrica Pedro Camejo	107	107	100	CADAFE
▶ Planta de Generación Eléctrica Palavecino	55	55	100	ENELBAR
▶ Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda (La Vueltoza)	40	40	100	CADAFE
▶ Proyectos Comunales Mesas de Energía	19	19	100	CADAFE-ENELBAR
▶ Central Hidroeléctrica Masparro	5	5	100	CADAFE
Sub - Total Energía Eléctrica	806	806	100	

Desarrollo Endógeno, Agroindustria y Mediana Empresa	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejec	Ente Ejecutor
▶ Recursos Adicionales Misión Vuelvan Caras	188	184	98	MINEC-FONCREI
▶ Complejo Agroindustrial y Azucarero Ezequiel Zamora	87	87	100	CAAEZ
▶ Construcción Planta de Cemento	85	85	100	CVG
▶ Sistema de Riego Diluvio- El Palmar	58	58	100	INDER
▶ Adquisición de Maquinaria Iraní	52	48	92	FONCREI
▶ Reactivación Aparato Productivo Región Zuliana	50	49	98	CORPOZULIA
▶ Fondo Desarrollo Metalmecánico y Agroindustrial	22	21	95	CORPOCENTRO
▶ Complejo Azucarero Río Cojedes	6	6	100	CVA
▶ Recuperación de las Instalaciones del Fuerte Mara	10	10	100	CORPOZULIA
▶ Desarrollo Endógeno Patria Bolivariana	6	6	100	CORPOZULIA
▶ Recursos para Empresa de Cereales y Oleaginosas	6	6	100	CVA
▶ Reactivación. Industrial y Explotación Producción para Desarrollo Endógeno	2	2	100	FONCREI
▶ Recursos para Empresa de Lácteos	1	1	100	CVA
Sub-Total Des. Endog., Agroindustria y Med. Emp.	573	563	98	

Comunicaciones, Estudios y Ambiente	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejec	Ente Ejecutor
▶ Saneamiento Río Gúaire	60	59	98	SAMARN
▶ Recursos para el Proyecto VIVE TV	19	19	100	COVETEL
▶ Exploración Geológica y Base Nacional de Datos	4	4	100	INGEOMIN
▶ Recursos Adicionales Tele Sur	11	11	100	TELE SUR
Sub - Total Comunicaciones, Estudios y Ambiente	94	93	99	

III. Glosario de Términos

BAV	Banco Agrícola de Venezuela
BCV	Banco Central de Venezuela
CAAEZ	Complejo Agroindustrial Azucarero “Ezequiel Zamora”
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
CANTV	Compañía Anónima Nacional de Teléfonos de Venezuela
CEALCO	Centro de Almacenes Congelados, S.A.
CGR	Contraloría General de la República
CNE	Consejo Nacional Electoral
CONVIASA	Consorcio Venezolano de Industrias Aeronáuticas y Servicios Aéreos
CORPOCENTRO	Corporación de Desarrollo de la Región Central
CORPOZULIA	Corporación de Desarrollo de la Región Zuliana
COVENIN	Comisión Venezolana de Normas Industriales
COVETEL	Corporación Venezolana de Telecomunicaciones
COVINEA	Corporación de Vialidad e Infraestructura del Estado Anzoátegui
CTNA	Comité Técnico de Normas Ambientales
CVA	Corporación Venezolana Agraria
CVG	Corporación Venezolana de Guayana
CVP	Corporación Venezolana del Petróleo, S.A.
DAF	Dirección de Auditoría Fiscal
DEAIC	Dirección Ejecutiva de Auditoría Interna Corporativa
DOSE	Democratización Oportunidades de Selección y Empleo
EDAE	Evaluación de Desempeño, Aprendizaje y Experiencia
ENELBAR	Energía Eléctrica de Barquisimeto
ENELVEN	Energía Eléctrica de Venezuela
EPS	Empresas de Propiedad Social
FONAPROLE	Fondo Nacional para la Producción Lechera
FONCREI	Fondo de Crédito Industrial
FONDAS	Fondo Nacional de Desarrollo Agrario Socialista
FONDEN	Fondo de Desarrollo Nacional
FONDESPA	Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País
FONTUR	Fundación Fondo Nacional de Transporte Urbano
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco

FUNDAPROAL	Fundación de Programa de Alimentos Estratégicos
GLP	Gas Licuado de Petróleo
IFE	Instituto de Ferrocarriles del Estado
INC	Instituto Nacional de Canalizaciones
INDER	Instituto Nacional de Desarrollo Rural
INGEOMIN	Instituto Nacional de Geología y Minería
INPSASEL	Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales
INSAI	Instituto Nacional de Salud Agrícola Integral
INTTT	Instituto Nacional de Transporte Terrestre
INVIALFA	Instituto de Vialidad de Falcón
INVITRAMI	Instituto de Vialidad y Transporte del estado Miranda
IVT	Instituto Autónomo de Vialidad del estado Táchira
LA CASA	La Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas, C.A.
LOPCYMAT	Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo
LOPNA	Ley Orgánica para la Protección del Niño, Niña y Adolescente
LOT	Ley Orgánica del Trabajo
MBD	Miles de Barriles Diarios
MERCAL	Mercado de Alimentos, C.A.
MINEC	Ministerio del Poder Popular para la Economía Comunal
MOVILNET	Telecomunicaciones Movilnet
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Diarios
MPPEP	Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo
MSCI	Mejoramiento del Sistema de Control Interno
NUDE	Núcleos de Desarrollo Endógeno
NUDEFO	Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda
OMS	Organización Mundial de la Salud
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OPS	Organización Panamericana de la Salud
PCP	Gerencia Corporativa de Prevención y Control de Pérdidas
PDESN	Plan de Desarrollo, Económico y Social de la Nación
PDVAL	Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A.
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

IV. Nomenclatura

BPC	Billones de pies cúbicos
Bs.	Bolívares
Dólares	Dólares estadounidenses
Ha.	Hectáreas
Lts.	Litros
MBD	Miles barriles diarios
MMBIs	Millones de barriles
MMMBIs	Miles de millones de barriles
MMLts	Millones de litros
MLts	Miles de litros
MPC	Miles de pies cúbicos
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MMUS\$	Millones de dólares estadounidenses
MW	Mega watt
M ²	Metros cuadrados
M ³	Metros cúbicos
US\$	Dólares estadounidenses
Kg	Kilogramos
Km ²	Kilómetros cuadrados
KW	Kilo watt
RIF	Registro Información Fiscal
TM	Toneladas métricas
V _v	Volumen/volumen

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.
Y SUS FILIALES (PDVSA)
(Propiedad de la República Bolivariana de Venezuela)

Estados Financieros Consolidados

31 de diciembre de 2009 y 2008

Con el Informe de los Contadores
Públicos Independientes

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Financieros Consolidados

Tabla de Contenido**Páginas**

Informe de los Contadores Públicos Independientes	1
Estados Consolidados de Resultados Integrales	3
Estados Consolidados de Situación Financiera	4
Estados Consolidados de Movimiento de las Cuentas de Patrimonio	5
Estados Consolidados de Movimiento del Efectivo	7
Notas a los Estados Financieros Consolidados:	
(1) Entidad de Reporte	8
(2) Bases de Preparación	8
(3) Políticas de Contabilidad Significativas	9
(4) Convenio Cambiario con el Banco Central de Venezuela (BCV)	20
(5) Determinación de los Valores Razonables	20
(6) Administración de Riesgos Financieros	21
(7) Información Financiera por Segmentos	23
(8) Asociaciones con Terceros	28
(9) Activos Mantenedos para la Venta y Operaciones Descontinuadas	32
(10) Nuevas Filiales	33
(11) Otros Egresos, Neto	36
(12) (Ingresos) Gastos Financieros	36
(13) Impuestos y Regalías	37
(14) Propiedades, Plantas y Equipos	42
(15) Inversiones en Afiliadas y Entidades Controladas de Forma Conjunta	46
(16) Cuentas por Cobrar y Otros Activos	48
(17) Efectivo Restringido	49
(18) Inventarios	51
(19) Documentos y Cuentas por Cobrar	52
(20) Gastos Pagados por Anticipado y Otros Activos	52
(21) Patrimonio	52
(22) Deuda Financiera	54
(23) Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios Post-retiro	59
(24) Provisiones	65
(25) Acumulaciones y Otros Pasivos	66
(26) Cuentas por Pagar a Proveedores	67
(27) Instrumentos Financieros	68
(28) Arrendamientos Operativos	73
(29) Compromisos y Contingencias	73
(30) Operaciones con Partes Relacionadas	75
(31) Información sobre Operaciones de Producción, Refinación y Exportaciones	80
(32) Información Financiera de los Sectores Nacional e Internacional	81
(33) Leyes, Resoluciones y Contribuciones Legales	85
(34) Eventos Subsecuentes	87
(35) Información Suplementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (no auditada)	89



Alcaraz Cabrera Vázquez
Contadores Públicos
Torre KPMG, Avenida Francisco de Miranda
Chacao - Caracas, 1060-A
Apartado 5972 - Caracas 1010-A
Venezuela

Teléfono: 58 (212) 277.78.11 (Master)
Fax: 58 (212) 263.38.27
www.kpmg.com.ve
RIF: J-00256910-7

Informe de los Contadores Públicos Independientes

Al Accionista y a la Junta Directiva de
Petróleos de Venezuela, S.A.:

Informe sobre los Estados Financieros Consolidados

Hemos efectuado las auditorías de los estados financieros consolidados que se acompañan de Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) (propiedad de la República Bolivariana de Venezuela), expresados en dólares estadounidenses y en bolívares, por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. Los estados financieros consolidados comprenden los estados consolidados de resultados integrales, de situación financiera, de movimiento de las cuentas de patrimonio y de movimiento del efectivo, y un resumen de las políticas de contabilidad significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia por los Estados Financieros Consolidados

La gerencia es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implantar y mantener el control interno relacionado con la preparación y presentación razonable de los estados financieros, para que los mismos no contengan errores significativos debido a fraude o error. Asimismo, seleccionar y aplicar las políticas de contabilidad apropiadas y efectuar las estimaciones contables que sean razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad de los Contadores Públicos Independientes

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría. Esas normas requieren que cumplamos con los requisitos éticos pertinentes y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros no contengan errores significativos.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros debido a fraude o error. Al hacer esas evaluaciones de riesgos, el auditor considera el control interno relacionado con la preparación y presentación razonable de los estados financieros, para diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no para el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones hechas por la gerencia; así como también, evaluar la completa presentación de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base para nuestra opinión de auditoría.

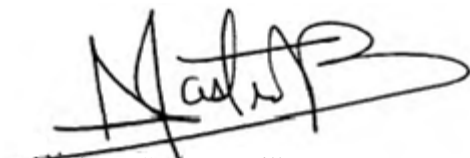
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados que se acompañan presentan razonablemente, en todos sus aspectos substanciales, la situación financiera de Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA) al 31 de diciembre de 2009 y 2008, su desempeño financiero y sus movimientos del efectivo por los años entonces terminados, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de Énfasis

Sin calificar nuestra opinión, llamamos la atención sobre el siguiente asunto: como se explica más ampliamente en la nota 30 a los estados financieros consolidados que se acompañan, PDVSA en su condición de empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela y, según su objeto social y particulares responsabilidades, realiza importantes operaciones con su Accionista, instituciones gubernamentales y otras entidades relacionadas. Estas operaciones se corresponden, principalmente, con sus obligaciones fiscales en cuanto al pago de regalías e impuestos, aportes y contribuciones para el desarrollo social, y adquisiciones y transferencias de activos.

ALCARAZ CABRERA VÁZQUEZ

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Dimas Castro Bustillos', written over a horizontal line.

Dimas Castro Bustillos
Contador Público
C.P.C. N° 5326

30 de marzo de 2010
Caracas, Venezuela

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Consolidados de Resultados Integrales

	Nota	Años terminados el 31 de diciembre de			
		2009	2008	2009	2008
		(Millones de Dólares)	(Millones de Dólares)	(Millones de Bolívares)	(Millones de Bolívares)
Operaciones continuas:					
Ventas de petróleo crudo y sus productos:	13-g, 30				
Exportaciones y en el exterior, netas		70,636	122,488	151,867	263,349
En Venezuela		2,646	2,804	5,689	6,029
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros		1,714	1,072	3,685	2,305
		<u>74,996</u>	<u>126,364</u>	<u>161,241</u>	<u>271,683</u>
Compras, neta de variación de inventario:					
Petróleo crudo y sus productos	30	25,932	44,600	55,754	95,890
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros		1,262	693	2,713	1,490
Gastos de operación		16,435	17,285	35,335	37,162
Gastos de exploración		247	375	531	806
Depreciación y amortización	14	5,794	5,220	12,457	11,222
Gastos de venta, administración y generales		4,985	4,982	10,718	10,711
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	13, 30	13,360	23,462	28,724	50,443
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:	30				
Aportes para el desarrollo social		2,937	2,326	6,315	5,001
Contribuciones al FONDEN		577	12,407	1,239	26,676
(Ingresos) gastos financieros:	12				
Ingresos financieros		(5,873)	(1,580)	(12,627)	(3,397)
Gastos financieros		835	1,780	1,795	3,827
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15, 30	140	(153)	301	(329)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	9	-	(998)	-	(2,146)
Otros egresos, neto	11	407	2,250	875	4,839
		<u>67,038</u>	<u>112,649</u>	<u>144,130</u>	<u>242,195</u>
Ganancia antes de impuesto sobre la renta		7,958	13,715	17,111	29,488
Impuesto sobre la renta	13-a	3,330	4,281	7,160	9,204
Ganancia neta de operaciones continuas		4,628	9,434	9,951	20,284
Operaciones descontinuadas:					
(Pérdida) ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	9	(234)	57	(503)	123
Ganancia neta		<u>4,394</u>	<u>9,491</u>	<u>9,448</u>	<u>20,407</u>
Otros resultados integrales:					
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	2-c, 3-b, 3-x	104	(78)	224	(168)
Total ganancia integral		<u>4,498</u>	<u>9,413</u>	<u>9,672</u>	<u>20,239</u>
Ganancia neta atribuible a:					
Accionista de la Compañía		2,920	7,529	6,278	16,189
Intereses no controladores		1,474	1,962	3,170	4,218
Ganancia neta		<u>4,394</u>	<u>9,491</u>	<u>9,448</u>	<u>20,407</u>
Ganancia integral atribuible a:					
Accionista de la Compañía		3,024	7,451	6,502	16,021
Intereses no controladores		1,474	1,962	3,170	4,218
Total ganancia integral del año		<u>4,498</u>	<u>9,413</u>	<u>9,672</u>	<u>20,239</u>

Las notas 1 a 35 que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Consolidados de Situación Financiera

Activo	Nota	31 de diciembre de			
		2009	2008	2009	2008
		(Millones de Dólares)		(Millones de Bolívares)	
Propiedades, plantas y equipos, neto	14	83,457	73,010	179,435	156,972
Inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	1,899	1,935	4,083	4,160
Impuesto sobre la renta diferido	13-a	10,673	7,725	22,947	16,609
Cuentas por cobrar y otros activos	16	3,179	3,557	6,835	7,648
Créditos fiscales por recuperar, neto de porción corriente	13-k	-	3,408	-	7,327
Efectivo restringido, neto de porción corriente	17	1,649	1,773	3,545	3,812
Total activo no corriente		100,857	91,408	216,845	196,528
Inventarios	18	8,502	8,678	18,279	18,658
Créditos fiscales por recuperar	13-k	7,615	2,936	16,372	6,313
Documentos y cuentas por cobrar	19	14,311	10,810	30,769	23,241
Gastos pagados por anticipado y otros activos	20	10,920	9,329	23,478	20,057
Efectivo restringido	17	415	347	892	746
Efectivo y equivalentes de efectivo	3-p	6,981	4,483	15,009	9,638
Activos mantenidos para la venta	9	-	3,841	-	8,258
Total activo corriente		48,744	40,424	104,799	86,911
Total activo		149,601	131,832	321,644	283,439
Patrimonio					
Capital social	21	39,094	39,094	84,052	84,052
Ganancias retenidas	21	18,985	16,553	40,965	35,736
Aporte adicional del Accionista	21	7,243	7,828	15,573	16,830
Total patrimonio atribuible al Accionista		65,322	63,475	140,590	136,618
Intereses no controladores	21	9,067	8,038	19,345	17,132
Total patrimonio		74,389	71,513	159,935	153,750
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	22	18,489	13,418	39,751	28,850
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro, neto de porción corriente	23	6,926	5,277	14,891	11,346
Impuesto sobre la renta diferido	13-a	2,156	1,702	4,635	3,660
Provisiones, neto de porción corriente	24	3,090	2,694	6,644	5,792
Acumulaciones y otros pasivos, neto de porción corriente	25	2,511	2,842	5,399	6,111
Total pasivo no corriente		33,172	25,933	71,320	55,759
Deuda financiera	22	2,930	1,677	6,300	3,604
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	23	553	476	1,189	1,024
Cuentas por pagar a proveedores	26	7,016	7,556	15,084	16,246
Impuesto sobre la renta por pagar	13-a	2,545	2,047	5,472	4,400
Provisiones	24	3,145	3,178	6,762	6,833
Acumulaciones y otros pasivos	25	25,851	17,635	55,582	37,916
Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta	9	-	1,817	-	3,907
Total pasivo corriente		42,040	34,386	90,389	73,930
Total pasivo		75,212	60,319	161,709	129,689
Total patrimonio y pasivo		149,601	131,832	321,644	283,439

Las notas 1 a 35 que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Consolidados de Movimiento de las Cuentas de Patrimonio

(En millones de Dólares)

	Patrimonio Atribuible al Accionista de la Compañía								
	Nota	Capital social	Ganancias retenidas			Aporte adicional del Accionista	Total patrimonio atribuible al Accionista	Intereses no controladores	Total patrimonio
			Reservas legales y otras	Ganancias acumuladas	Total				
Saldos al 1° de enero de 2008		39,094	6,952	4,150	11,102	3,010	53,206	2,856	56,062
Ganancia Integral									
Ganancia neta		-	-	7,529	7,529	-	7,529	1,962	9,491
Otros resultados integrales	3-b y 3-x	-	-	(78)	(78)	-	(78)	-	(78)
		-	-	7,451	7,451	-	7,451	1,962	9,413
Transacciones con el Accionista e inversionistas no controladores, reconocidas directamente en el patrimonio -									
Transferencia a reservas		-	7,725	(7,725)	-	-	-	-	-
Aporte adicional del Accionista	8-a y 21	-	-	-	-	8,966	8,966	-	8,966
Dividendos pagados	21	-	-	(2,000)	(2,000)	-	(2,000)	-	(2,000)
Interés de los inversionistas no controladores en el aporte adicional del Accionista	8-a y 21	-	-	-	-	(4,148)	(4,148)	4,148	-
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	8-a y 21	-	-	-	-	-	-	25	25
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	(344)	(344)
Participación de los inversionistas no controladores en dividendos decretados	21	-	-	-	-	-	-	(609)	(609)
		-	7,725	(9,725)	(2,000)	4,818	2,818	3,220	6,038
Saldos al 31 de diciembre de 2008		39,094	14,677	1,876	16,553	7,828	63,475	8,038	71,513
Ganancia integral -									
Ganancia neta		-	-	2,920	2,920	-	2,920	1,474	4,394
Otros resultados integrales	3-b y 3-x	-	-	104	104	-	104	-	104
		-	-	3,024	3,024	-	3,024	1,474	4,498
Transacciones con el Accionista e inversionistas no controladores, reconocidas directamente en el patrimonio -									
Transferencia a reservas	21	-	2,948	(2,948)	-	-	-	-	-
Transferencia a ganancias acumuladas	21	-	-	1,408	1,408	(1,408)	-	-	-
Aporte adicional del Accionista	21	-	-	-	-	2,019	2,019	-	2,019
Dividendos pagados	21	-	-	(2,000)	(2,000)	-	(2,000)	-	(2,000)
Distribución patrimonial del Accionista	9 y 21	-	-	-	-	(1,196)	(1,196)	-	(1,196)
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	503	503
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	(421)	(421)
Participación de los inversionistas no controladores en dividendos decretados	21	-	-	-	-	-	-	(527)	(527)
		-	2,948	(3,540)	(592)	(585)	(1,177)	(445)	(1,622)
Saldos al 31 de diciembre de 2009		39,094	17,625	1,360	18,985	7,243	65,322	9,067	74,389

Las notas 1 a 35 que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Consolidados de Movimiento de las Cuentas de Patrimonio, Continuación

(En millones de Bolívares)

	Nota	Patrimonio Atribuible al Accionista de la Compañía							
		Capital social	Ganancias retenidas			Aporte adicional del Accionista	Total patrimonio atribuible al Accionista	Intereses no controladores	Total patrimonio
			Reservas legales y otras	Ganancias acumuladas	Total				
Saldos al 1° de enero de 2008		84,052	14,943	9,072	24,015	6,472	114,539	5,991	120,530
Ganancia integral -									
Ganancia neta		-	-	16,189	16,189	-	16,189	4,218	20,407
Otros resultados integrales	3-b y 3-x	-	-	(168)	(168)	-	(168)	-	(168)
		-	-	16,021	16,021	-	16,021	4,218	20,239
Transacciones con el Accionista e inversionistas no controladores, reconocidas directamente en el patrimonio -									
Transferencia a reservas		-	16,609	(16,609)	-	-	-	-	-
Aporte adicional del Accionista	8-a y 21	-	-	-	-	19,276	19,276	-	19,276
Dividendos pagados	21	-	-	(4,300)	(4,300)	-	(4,300)	-	(4,300)
Interés de los inversionistas no controladores en el aporte adicional del Accionista	8-a y 21	-	-	-	-	(8,918)	(8,918)	8,918	-
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	8-a y 21	-	-	-	-	-	-	54	54
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	(740)	(740)
Participación de los inversionistas no controladores en dividendos decretados	21	-	-	-	-	-	-	(1,309)	(1,309)
		-	16,609	(20,909)	(4,300)	10,358	6,058	6,923	12,981
Saldos al 31 de diciembre de 2008		84,052	31,552	4,184	35,736	16,830	136,618	17,132	153,750
Ganancia integral -									
Ganancia neta		-	-	6,278	6,278	-	6,278	3,170	9,448
Otros resultados integrales	3-b y 3-x	-	-	224	224	-	224	-	224
		-	-	6,502	6,502	-	6,502	3,170	9,672
Transacciones con el Accionista e inversionistas no controladores, reconocidas directamente en el patrimonio -									
Transferencia a reservas	21	-	6,338	(6,338)	-	-	-	-	-
Transferencia a ganancias acumuladas	21	-	-	3,027	3,027	(3,027)	-	-	-
Aporte adicional del Accionista	21	-	-	-	-	4,341	4,341	-	4,341
Dividendos pagados	21	-	-	(4,300)	(4,300)	-	(4,300)	-	(4,300)
Distribución patrimonial del Accionista	9 y 21	-	-	-	-	(2,571)	(2,571)	-	(2,571)
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	1,081	1,081
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	21	-	-	-	-	-	-	(905)	(905)
Participación de los inversionistas no controladores en dividendos decretados	21	-	-	-	-	-	-	(1,133)	(1,133)
		-	6,338	(7,611)	(1,273)	(1,257)	(2,530)	(957)	(3,487)
Saldos al 31 de diciembre de 2009		84,052	37,890	3,075	40,965	15,573	140,590	19,345	159,935

Las notas 1 a 35 que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Estados Consolidados de Movimiento del Efectivo

	Nota	Años terminados el 31 de diciembre de			
		2009	2008	2009	2008
		(Millones de Dólares)	(Millones de Dólares)	(Millones de Bolívares)	(Millones de Bolívares)
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales:					
Ganancia neta		4,394	9,491	9,448	20,407
Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales -					
Depreciación y amortización	14	5,794	5,220	12,457	11,222
Deterioro del valor de los activos	14	96	369	206	793
Costo de obligaciones por retiro de activos	12	116	69	249	148
Impuesto sobre la renta diferido	13-f	(2,494)	(3,082)	(5,362)	(6,626)
Beneficios a empleados y otros beneficios post-retiro	23	2,756	3,806	5,925	8,183
Exceso de fondos recibidos en la emisión de deuda financiera	22	(3,807)	-	(8,185)	-
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	140	(156)	301	(335)
Pérdida (ganancia) de operaciones descontinuadas	9	234	(57)	503	(123)
Ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	9	-	(998)	-	(2,146)
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión	10	(8)	(8)	(17)	(17)
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes	16	467	516	1,004	1,109
Aumento en la estimación para cuentas de cobro dudoso	27	258	244	555	525
Aumento en la estimación para inventarios obsoletos y valor neto de realización	18	81	1,540	174	3,311
Aumento en las provisiones	11, 29	437	1,783	940	3,833
Cambios en activos operacionales -					
Documentos y cuentas por cobrar	19	(2,731)	(2,096)	(5,872)	(4,506)
Inventarios	18	(157)	(1,172)	(338)	(2,520)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	20	(1,670)	(1,170)	(3,591)	(2,516)
Créditos fiscales por recuperar	13-k	(1,271)	(1,450)	(2,733)	(3,118)
Cambios en pasivos operacionales -					
Cuentas por pagar a proveedores	26	(540)	4,345	(1,161)	9,342
Impuesto sobre la renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	13-a, 25	7,020	658	15,093	1,415
Provisiones		(190)	(95)	(409)	(204)
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro		(1,030)	(1,051)	(2,215)	(2,260)
Total ajustes		<u>3,501</u>	<u>7,215</u>	<u>7,524</u>	<u>15,510</u>
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales		<u>7,895</u>	<u>16,706</u>	<u>16,972</u>	<u>35,917</u>
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	14	(15,333)	(18,413)	(32,966)	(39,588)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	10	(14)	(315)	(30)	(677)
Disminución del efectivo restringido		56	1,178	120	2,533
Efectivo recibido por venta de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	9	-	1,599	-	3,438
Venta de inversión en afiliadas	15	-	31	-	67
Incorporación de nuevas afiliadas	15	(6)	(73)	(13)	(157)
Aportes adicionales a afiliadas	15	(138)	-	(297)	-
Dividendos recibidos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	15	59	369	127	793
Otras variaciones en activos		63	(224)	139	(486)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión		<u>(15,313)</u>	<u>(15,848)</u>	<u>(32,920)</u>	<u>(34,077)</u>
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:					
Efectivo recibido por emisión de deuda financiera	22	11,754	3,938	25,271	8,467
Pagos de la deuda financiera	22	(1,393)	(5,710)	(2,995)	(12,277)
Fondos recibidos del Accionista	21	2,000	5,000	4,300	10,750
Dividendos pagados al Accionista	21	(2,000)	(2,000)	(4,300)	(4,300)
Aporte adicional de los inversionistas no controladores	21	503	25	1,081	54
Anticipos de dividendos a los inversionistas no controladores	21	(421)	(344)	(905)	(740)
Dividendos pagados a los inversionistas no controladores	21	(527)	(609)	(1,133)	(1,309)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento		<u>9,916</u>	<u>300</u>	<u>21,319</u>	<u>645</u>
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		<u>2,498</u>	<u>1,158</u>	<u>5,371</u>	<u>2,485</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año		<u>4,483</u>	<u>3,325</u>	<u>9,638</u>	<u>7,153</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año		<u>6,981</u>	<u>4,483</u>	<u>15,009</u>	<u>9,638</u>
Información complementaria:					
Desembolsos importantes de efectivo en el año -					
Intereses, neto del monto registrado como activos		541	758	1,163	1,630
Impuesto sobre la renta, regalías y otros impuestos		22,709	33,809	48,329	72,689
Aportes y contribuciones para el desarrollo social		3,083	15,110	6,628	32,487
Transacciones importantes que no requirieron de efectivo -					
Dividendos pagados mediante cesión de cuentas por cobrar		(9)	(131)	(19)	(282)
Aporte adicional del Accionista, incluyendo los intereses no controladores	8, 21	522	6,658	1,122	14,314
Pagos de deuda financiera mediante entrega de petróleo crudo y productos	8-a, 22	(252)	(533)	(542)	(1,146)
Propiedades, plantas y equipos adquiridas según lo establecido en la LOREBSCAPH, LORMICL y LECUPS	14, 25	1,066	-	2,292	-
Transferencia de las acciones de las entidades del sector eléctrico	9	(1,196)	-	(2,571)	-

Las notas 1 a 35 que se acompañan forman parte integral de los estados financieros consolidados.

(1) Entidad de Reporte

Petróleos de Venezuela, S.A. es una compañía constituida y domiciliada en la República Bolivariana de Venezuela (la República) y sus oficinas principales están ubicadas en el Edificio Petróleos de Venezuela, Torre Este, Avenida Libertador, La Campiña, Apartado N° 169, Caracas 1050-A.

Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales (PDVSA o la Compañía) es propiedad de la República Bolivariana de Venezuela y su control, como Accionista, es ejercido a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET). PDVSA es responsable de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior, adicionalmente es responsable de promover o participar en actividades dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana (véanse las notas 3-a, 8, 10, 15 y 30). La mayoría de las filiales en el exterior están involucradas con las actividades de refinación y comercialización en los Estados Unidos de América, Europa y el Caribe. Los estados financieros consolidados de PDVSA, al y por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, comprenden la Compañía, y su participación en las afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

Las principales actividades de PDVSA en Venezuela están reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente desde enero de 2002 y su reforma parcial de mayo de 2006; así como también, por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos vigente desde septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000, por lo dispuesto en el Acta Constitutiva-Estatutos, por las disposiciones que dicte el Ejecutivo Nacional por órgano del MENPET y por las normas del derecho común que le fueran aplicables; en el extranjero las actividades de PDVSA están reguladas por leyes y normativas propias de los países donde se realizan.

(2) Bases de Preparación**(a) Declaración de Cumplimiento**

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).

El 30 de marzo de 2010, la Junta Directiva aprobó someter a consideración de la Asamblea de Accionista de PDVSA los estados financieros consolidados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2009, los cuales serán presentados próximamente a dicha Asamblea de Accionista, estimándose que sean aprobados sin ninguna modificación. Los estados financieros consolidados del año terminado el 31 de diciembre de 2008, fueron aprobados por la Asamblea de Accionista el 6 de junio de 2009.

(b) Bases de Medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos que han sido ajustados para presentarse a su valor razonable. Los activos medidos y presentados a su valor razonable son, principalmente, los siguientes: instrumentos financieros derivados, créditos fiscales por recuperar y cuentas por cobrar no corrientes a entes ejecutores de proyectos sociales y convenios energéticos.

Los métodos usados para medir los valores razonables son discutidos más ampliamente en la nota 5.

(c) Moneda Funcional y de Presentación

Los estados financieros consolidados están presentados en dólares estadounidenses (dólar o \$) y en bolívares (Bs.). La moneda funcional de PDVSA es el dólar, debido a que el principal ambiente económico de las operaciones de PDVSA es el mercado internacional para el petróleo crudo y sus productos. En este sentido, una porción significativa de los ingresos y de la deuda financiera, así como también, la mayor parte de los costos, gastos e inversiones, están denominados en dólares.

Los estados financieros consolidados en bolívares se presentan para propósitos estatutarios.

Toda la información financiera presentada en dólares y bolívares ha sido aproximada a millones.

(d) Uso de Estimados y Juicios

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

Los estimados y suposiciones son revisados periódicamente, y los efectos de las revisiones, si los hubiere, son reconocidos en el mismo período y en los períodos futuros afectados.

La información sobre las áreas más significativas de juicios críticos en la aplicación de políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros consolidados, se describe en las siguientes notas:

- Notas 9 y 10 – Combinaciones de negocios.
- Nota 14 – Valuación de propiedades, plantas y equipos.
- Notas 22 y 28 – Arrendamientos.
- Nota 27 – Valuación de instrumentos financieros.

La información sobre la estimación de incertidumbres que tienen un riesgo significativo de originar ajustes importantes en los próximos períodos, se incluye en las siguientes notas:

- Nota 13 – Impuesto sobre la renta diferido y uso de pérdidas fiscales.
- Nota 23 – Medición de obligaciones de beneficios de jubilación definidos por contrato y otros beneficios post-retiro diferentes a jubilación.
- Nota 24 – Provisión para litigios y otros reclamos, para asuntos ambientales y para obligaciones por retiro de activos.

(3) **Políticas de Contabilidad Significativas**

Las políticas de contabilidad han sido aplicadas consistentemente por la Compañía, sus afiliadas y entidades controladas de forma conjunta, para los años presentados en estos estados financieros consolidados.

(a) ***Bases de Consolidación***

Inversiones en Filiales

Las compañías filiales son aquellas controladas por PDVSA. El control existe cuando PDVSA tiene el poder para controlar las políticas financieras y operacionales de una entidad con la finalidad de obtener beneficios a partir de sus actividades. Los estados financieros de las filiales se incluyen en los estados financieros consolidados desde la fecha en que el control comienza hasta la fecha en que el control cesa. Las políticas contables de las filiales se han cambiado cuando ha sido necesario, para alinearlas con las políticas adoptadas por PDVSA.

Las filiales más importantes, totalmente poseídas son: PDVSA Petróleo, S.A. (PDVSA Petróleo); Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP); y PDVSA Gas, S.A. (PDVSA Gas); en Venezuela; PDV Holding, Inc. (PDV Holding) y su principal filial PDV America, Inc. (PDV America) que operan en los Estados Unidos de América. La principal operación de PDVSA en los Estados Unidos de América está representada por CITGO Petroleum Corporation y sus filiales (CITGO), la cual es poseída totalmente por PDV America.

Inversiones en Afiliadas y Entidades Controladas de Forma Conjunta (Método de Participación Patrimonial)

Las compañías afiliadas son aquellas en las cuales PDVSA tiene influencia significativa pero no el poder para controlar decisiones financieras y operacionales. Se presume que existe influencia significativa cuando PDVSA posee directa o indirectamente entre 20% y 50% del derecho de voto en otra entidad. Las entidades controladas de forma conjunta son aquellas en las cuales PDVSA tiene un control conjunto sobre sus actividades, establecido por acuerdos contractuales y que requieren el consentimiento unánime de las partes para la toma de decisiones estratégicas, tanto financieras como operacionales.

Las inversiones en compañías afiliadas y las entidades controladas de forma conjunta son reconocidas con base en el método de participación patrimonial, y registradas inicialmente al costo, más alguna plusvalía identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida acumulada por deterioro. Los estados financieros consolidados de PDVSA incluyen la proporción que le corresponde sobre los resultados de operaciones y movimientos de patrimonio de las afiliadas y entidades controladas de forma conjunta, desde la fecha en que la influencia significativa y el control conjunto comienzan hasta la fecha en que cesan. Cuando el valor de la participación de PDVSA en las pérdidas excede su inversión en una afiliada o entidad controlada de forma conjunta, el valor en libros de la inversión se reduce a cero y cesa el reconocimiento de pérdidas adicionales, excepto en los casos en que PDVSA sea responsable solidaria de las obligaciones incurridas por dichas afiliadas y entidades controladas de forma conjunta.

Combinaciones de Negocios

PDVSA ha adoptado anticipadamente la Norma Internacional de Información Financiera N° 3 (NIIF 3) *Combinaciones de Negocios* (enero de 2008), y ha aplicado el método de adquisición para las combinaciones de negocios reveladas en la nota 10 (véase la nota 3-x).

La fecha de adquisición para una combinación de negocios corresponde a la fecha en que el control se transfiere al adquirente. Se aplica juicio para determinar la fecha de adquisición y para determinar si el control se transfiere de una parte a otra.

PDVSA reconoce como un activo la plusvalía surgida en la adquisición de filiales, afiliadas y entidades controladas de forma conjunta. La plusvalía es medida inicialmente por el exceso del valor razonable de la contraprestación entregada (costo), sobre la participación de PDVSA en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables a la fecha de adquisición.

La contraprestación entregada incluye los valores razonables de los activos transferidos y los pasivos incurridos por PDVSA, así como el valor razonable de cualquier pago contingente.

Cuando la contabilización inicial de una combinación de negocios puede determinarse sólo de forma provisional, al final del período en que se efectúa, ya sea porque los valores razonables que se asignen a los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables de la entidad adquirida o el costo de la combinación pudieran determinarse sólo provisionalmente, se contabilizará la combinación utilizando dichos valores provisionales. A efectos de completar la contabilización inicial, se reconoce cualquier ajuste que se realice a esos valores provisionales dentro de los doce meses siguientes a la fecha de adquisición.

Solamente se asume un pasivo contingente de la empresa adquirida en una combinación de negocios, si este pasivo representa una obligación presente y se origina de un evento pasado, y su valor razonable puede estimarse de manera fiable.

PDVSA valora cualquier participación no controladora como su interés proporcional en los activos netos identificables de la empresa adquirida.

Los costos de transacción incurridos por PDVSA en relación con una combinación de negocios, como honorarios de intermediarios, honorarios legales, honorarios de due diligence y otros honorarios profesionales y de consultoría, se registran en gastos cuando se incurren.

Cuando la participación de PDVSA en el valor razonable neto de los activos, pasivos y pasivos contingentes identificables, excede el costo de la combinación de negocios, dicho exceso se reconoce en los resultados consolidados integrales del período.

Transacciones Eliminadas en la Consolidación

Los saldos y transacciones con la Casa Matriz y entre filiales (intercompañías); así como cualquier ingreso o gasto no realizado procedente de transacciones intercompañías, son eliminados en la preparación de los estados financieros consolidados. Las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con entidades, cuya inversión se contabiliza por el método de participación patrimonial, son eliminadas contra la inversión hasta el monto de la participación en dichas entidades. Las pérdidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero únicamente en la medida que no haya evidencia de deterioro.

Inversiones al Costo

Las inversiones en acciones donde PDVSA no ejerce control, ni control conjunto, ni influencia significativa se contabilizan al costo, y los dividendos de estas empresas se reconocen como ingresos cuando se decretan.

Intereses no controladores

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales de PDVSA se presentan en el estado de movimiento de las cuentas de patrimonio como “intereses no controladores” y como ganancia neta y ganancia integral del año, atribuible a intereses no controladores, en el estado consolidado de resultados integrales.

(b) Monedas Distintas al Dólar

Transacciones en Monedas Distintas al Dólar

Las transacciones en monedas distintas al dólar se convierten a la respectiva moneda funcional de las entidades de PDVSA, utilizando la tasa de cambio de la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios, denominados en monedas distintas al dólar a la fecha del estado consolidado de situación financiera, se convierten a la moneda funcional utilizando la tasa de cambio a esa fecha. Las ganancias o pérdidas en cambio que se generen como resultado de lo anterior, se reconocen en los estados consolidados de resultados integrales. Los activos y pasivos no monetarios, denominados en monedas distintas al dólar que se presentan a valor razonable, son reconvertidos a la moneda funcional utilizando la tasa de cambio a la fecha en que se determinó el valor razonable.

Conversión de un Negocio en el Extranjero

Los activos y pasivos de las filiales domiciliadas fuera de Venezuela y de los Estados Unidos de América, cuya moneda funcional es distinta al dólar y corresponda a la de una economía considerada no hiperinflacionaria, son convertidos a dólares utilizando la tasa de cambio vigente a la fecha de los estados financieros, y para los ingresos y costos se utiliza la tasa de cambio promedio en vigencia durante cada año presentado, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad N° 21 *Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera* (NIC 21). El efecto por conversión no ha sido significativo en los últimos años y es incluido en los resultados integrales del período como otros resultados integrales. Cuando un negocio en el extranjero es vendido, total o parcialmente, el monto del efecto por conversión asociado a dicha operación es reconocido en los estados consolidados de resultados integrales.

Los estados financieros de las filiales domiciliadas en Venezuela, cuya moneda funcional es el bolívar, fueron preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 *Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias* (NIC 29), y posteriormente convertidos a dólares de conformidad con la NIC 21, utilizando la tasa de cambio de cierre para todos los importes de los estados consolidados de situación financiera y los estados consolidados de resultados integrales. De acuerdo con la NIC 29, una economía es considerada como hiperinflacionaria si posee una serie de características, destacando una tasa acumulada de inflación cercana o superior a 100% en los últimos tres años. Para fines de la NIC 29, Venezuela había sido considerada como una economía hiperinflacionaria hasta el 31 de diciembre de 2003, por lo tanto, los estados financieros de las filiales cuya moneda funcional es el bolívar reconocieron los efectos de la inflación hasta esa fecha. A partir del año 2009, la economía venezolana es considerada nuevamente como hiperinflacionaria y, por lo tanto, los estados financieros presentados de las filiales cuya moneda funcional es el bolívar, fueron preparados aplicando los requerimientos de la NIC 29 como si la economía hubiese sido siempre hiperinflacionaria, de conformidad con la Interpretación CINIIF 7 *Aplicación del Procedimiento de Reexpresión según la NIC 29*.

Conversión a la Moneda de Presentación

La conversión de los estados financieros consolidados de PDVSA, de dólares a bolívares, moneda de presentación distinta a la funcional, se efectuó de conformidad con la NIC 21 como sigue: activos y pasivos a las tasas de cambio vigentes a la fecha de los estados consolidados de situación financiera, y los ingresos y gastos a las tasas de cambio promedio vigente durante cada año. Todas las diferencias en cambio que se generen como resultado de lo anterior, se reconocen en los resultados integrales del período como otros resultados integrales.

(c) Reconocimiento de Ingresos

Los ingresos provenientes de ventas de petróleo crudo, gas natural, productos refinados y otros, son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir, neta de descuentos comerciales y regalías de los volúmenes despachados por cuenta de la República, y se reconocen en los estados consolidados de resultados integrales cuando los riesgos y los derechos significativos derivados de la propiedad han sido transferidos al comprador, la recuperación de la respectiva cuenta por cobrar es probable, existe suficiente evidencia de un acuerdo de venta, los precios han sido fijados o son determinables y la Compañía no mantiene implicación alguna con los activos vendidos. En su mayoría, esas transferencias están regidas por los términos de entrega estipulados en los contratos con los clientes.

En el caso de los ingresos provenientes de actividades distintas al negocio principal de PDVSA, éstos se reconocen cuando el ingreso ha sido realizado a través de la transferencia de riesgos y beneficios asociados a la venta de activos; o en proporción al grado de realización de la transacción o contrato, a la fecha del estado consolidado de situación financiera, para los servicios prestados y contratos de construcción.

(d) Ingresos y Gastos Financieros

Los ingresos financieros incluidos en los estados consolidados de resultados integrales, comprenden principalmente, intereses ganados sobre fondos invertidos, cambios (ganancia) en el valor razonable de los activos financieros y el exceso de fondos recibidos en las emisiones de deuda.

Los gastos financieros incluidos en los estados consolidados de resultados integrales, comprenden los gastos por concepto de intereses de obligaciones financieras, el incremento en la obligación por retiro de activos (véanse las notas 3-j y 3-u), y los cambios (pérdida) en el valor razonable de los activos financieros (véase la nota 12). Los gastos de intereses por obligaciones financieras que no son directamente atribuibles a la adquisición, la construcción o la producción de un activo apto se reconocen en resultados usando el método de interés efectivo (véase la nota 3-i).

(e) Impuesto sobre la Renta

El gasto de impuesto sobre la renta comprende el impuesto sobre la renta corriente y el impuesto sobre la renta diferido. El gasto de impuesto sobre la renta se reconoce en los resultados de cada año, excepto cuando se refiere a partidas que deben reconocerse como otros resultados integrales.

El impuesto corriente es el impuesto por pagar esperado, que se calcula sobre la ganancia gravable del año utilizando la metodología establecida por la legislación vigente, las tasas de impuesto vigentes a la fecha del estado consolidado de situación financiera, y cualquier ajuste al impuesto por pagar de años anteriores.

El impuesto sobre la renta diferido se contabiliza utilizando el método del balance. Los activos y pasivos diferidos se reconocen por las diferencias temporarias que existen entre los montos de los activos y pasivos presentados en el estado consolidado de situación financiera y su correspondiente base fiscal; así como también por las pérdidas de operación y créditos fiscales trasladables a períodos futuros. El valor de los activos y pasivos diferidos se determina utilizando las tasas de impuestos que se espera serán aplicables a la ganancia gravable en el año en que las diferencias temporarias serán recuperadas o canceladas, según la legislación vigente. El efecto sobre los activos y pasivos diferidos por cambios en las tasas de impuestos se reconoce en los resultados integrales del año en que inicia su vigencia.

Un impuesto sobre la renta diferido activo se reconoce solamente hasta el monto en que es probable que estén disponibles ganancias gravables futuras sobre las cuales compensarlo. El impuesto sobre la renta diferido activo es revisado a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados y se revierte en la medida que se reduce la probabilidad de que el beneficio fiscal relacionado pueda realizarse.

El impuesto sobre la renta relacionado con la distribución de dividendos, determinado con base en las disposiciones legales de cada jurisdicción fiscal, es reconocido como un pasivo cuando se genera la obligación del pago de dichos dividendos.

(f) Investigación y Desarrollo

El gasto en actividades de investigación efectuado para obtener nuevos conocimientos científicos o tecnológicos, es reconocido como gasto de operación en los estados consolidados de resultados integrales, cuando se incurre. Durante los años 2009 y 2008, los montos cargados a gastos por este concepto fueron de \$276 millones (Bs.593 millones) y \$555 millones (Bs.1.193 millones), respectivamente.

(g) Aportes y Contribuciones para el Desarrollo Social

Corresponde a los aportes para los programas y proyectos sociales, a través de los cuales PDVSA participa en el desarrollo social e integral del país (véanse las notas 1, 16, 17 y 30). Estos aportes son reconocidos directamente como gastos en el momento que se adquiere la obligación, excepto los aportes realizados a través de fideicomisos, los cuales son reconocidos directamente como aportes y contribuciones para el desarrollo social, en el momento en que se efectúan los desembolsos (véase la nota 17), quedando en los fideicomitentes y en los beneficiarios la responsabilidad administrativa de los fondos.

(h) Instrumentos Financieros***Instrumentos Financieros no Derivados***

Los instrumentos financieros no derivados están conformados por las cuentas por cobrar no corrientes, documentos y cuentas por cobrar, créditos fiscales por recuperar, efectivo restringido, efectivo y equivalentes de efectivo, deuda financiera, cuentas por pagar a proveedores y acumulaciones y otros pasivos (véanse las notas 3-q y 5).

Los instrumentos financieros no derivados se reconocen inicialmente a su valor razonable más, en el caso de un activo o un pasivo financiero que no se contabilice al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción atribuibles directamente a su compra o emisión.

Un instrumento financiero se reconoce cuando la Compañía se obliga o compromete con las cláusulas contractuales del mismo. Los activos financieros se revierten si los derechos contractuales de la Compañía sobre los flujos de efectivo del activo expiran, o si la Compañía transfiere el activo financiero a otra entidad sin retener el control o una porción significativa de los riesgos y beneficios del activo. Los pasivos financieros se extinguen cuando la obligación contractual específica de la Compañía expira o se cancela.

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto presentado en el estado consolidado de situación financiera cuando, y sólo cuando, PDVSA cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Véase la política para contabilizar los ingresos y gastos financieros en la nota 3-d.

Instrumentos Financieros Derivados

PDVSA utiliza instrumentos financieros derivados para reducir la exposición a los riesgos de productos básicos definidos y de tasas de interés que resultan de sus actividades operacionales y financieras. Dichos instrumentos son contabilizados inicialmente a su valor razonable; los costos atribuibles a la transacción son reconocidos en los estados consolidados de resultados integrales cuando ocurren. Posterior al reconocimiento inicial, los instrumentos financieros derivados son medidos a su valor razonable, reconociéndose cualquier cambio en dicho valor razonable en los estados consolidados de resultados integrales. Los efectos de los cambios en los valores razonables de los instrumentos financieros derivados durante los años 2009 y 2008, no son significativos y están incluidos en los estados consolidados de resultados integrales.

De conformidad con su política corporativa, PDVSA no emite ni mantiene en su poder instrumentos financieros derivados para fines de comercialización o especulación.

(i) *Propiedades, Plantas y Equipos*

Reconocimiento y medición

Las propiedades, plantas y equipos se presentan al costo, neto de depreciación acumulada y pérdidas por deterioro (véase la nota 3-q). Se utiliza el método de contabilidad de esfuerzos exitosos para las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la Norma Internacional de Información Financiera N° 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales* (NIIF 6), en relación con el reconocimiento de activos de exploración y evaluación. Los costos de pozos de desarrollo, plantas y equipos relacionados y las propiedades dedicadas a la explotación de petróleo crudo y gas se contabilizan como parte del costo de los activos. Los costos de pozos exploratorios se contabilizan como activos hasta que se determine si resultan comercialmente viables y, en caso contrario, se cargan a los gastos de exploración. Otros egresos por exploración, incluyendo los costos geológicos y geofísicos, se cargan a los gastos de exploración, al incurrirse.

El costo de las propiedades, plantas y equipos incluyen los desembolsos directamente atribuibles a la adquisición de dichos activos, así como los montos asociados con obligaciones por retiro de activos (véase la nota 3-j).

El costo por financiamiento de proyectos que requieren altas inversiones, y el incurrido por financiamientos específicos de proyectos, se reconocen como parte de las propiedades, plantas y equipos, cuando éstos son atribuibles directamente a la construcción o adquisición de un activo apto. La capitalización de estos costos es suspendida durante los períodos en los que se interrumpe el desarrollo de las actividades de construcción, y su capitalización finaliza cuando se han completado, sustancialmente, las actividades necesarias para la utilización del activo apto. Un activo se considera apto, cuando requiere necesariamente de un período de tiempo sustancial antes de estar listo para su uso.

El costo de activos construidos por cuenta propia incluye intereses por financiamiento, el costo de materiales y mano de obra directa; así como cualquier otro costo directo atribuible para la puesta en operación; también incluye el costo de desmantelamiento y remoción en el lugar donde es construido.

Todos los desembolsos relacionados con la construcción o adquisición de propiedades, plantas y equipos durante la etapa previa a su puesta en servicio, se presentan al costo como obras en progreso. Una vez que los activos están listos para su uso, se transfieren al componente respectivo de propiedades, plantas y equipos y se comienzan a depreciar o amortizar.

La ganancia o pérdida generada de la venta o desincorporación de un activo de las propiedades, plantas y equipos, se determina por la diferencia entre el monto recibido en la venta o desincorporación, si existe, y el valor neto en libros del activo, y es reconocida como parte de los otros egresos (ingresos), neto en los estados consolidados de resultados integrales.

Costos posteriores

Los costos de mantenimiento mayor o de una reparación general, así como los de reemplazo de partes significativas de las propiedades, plantas y equipos, se capitalizan en los casos en que son identificados como un componente separado del activo al que corresponda el mantenimiento, reparación o reemplazo, y son depreciados en el período comprendido entre un mantenimiento o reemplazo y otro. Los desembolsos por mantenimiento, reparaciones y renovaciones menores efectuados para mantener las instalaciones en estado operativo normal se cargan a gastos.

Depreciación

La depreciación y amortización de los costos capitalizados a los pozos e instalaciones para la producción de petróleo crudo y gas, son determinadas según el método de unidades de producción por campo, usando como base las reservas probadas desarrolladas, las cuales comprenden las cantidades de petróleo crudo y gas que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con equipos y métodos actualmente en uso. Las tasas usadas se revisan anualmente, con base en un estudio de reservas, y se aplican en forma retroactiva al inicio del año (véase la nota 35).

Los costos capitalizados de las demás plantas y equipos se deprecian durante su vida útil estimada, principalmente, utilizando el método de línea recta, cuyas vidas útiles promedio oscilan entre:

Plantas y facilidades de refinación	17 – 25
Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo y gas	12 – 25
Edificaciones y construcciones	20
Maquinarias y equipos	10
Unidades de transporte terrestres, marítimas y aéreas	3 – 20
Servicios de apoyo industrial y de campamento	10 – 17
Activos remanentes	3 – 10
Activos adquiridos bajo arrendamiento financiero (véanse las notas 3-m y 22)	10

Cuando partes de un activo de las propiedades, plantas y equipos poseen diferentes vidas útiles, son contabilizadas de forma separada como un componente importante del activo.

Los métodos de depreciación y la vida útil promedio de las propiedades, plantas y equipos se revisan para cada año presentado. Los terrenos no se deprecian.

(j) *Costos Asociados a Obligaciones por Retiro de Activos*

PDVSA capitaliza los costos estimados asociados a obligaciones por retiro de activos destinados a las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, y otras instalaciones industriales, con base en el plan de desincorporación futura de estos activos. El costo es capitalizado como parte del activo de larga duración relacionado y se amortiza con cargo a los costos operativos, durante el período de su vida útil (véase la nota 3-u).

(k) *Plusvalía*

La plusvalía que surge durante la adquisición de filiales, se incluye como un activo intangible presentado en el rubro de otros activos (véanse las notas 3-a, 10 y 16).

La plusvalía que surge durante la adquisición de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta, se incluye como un activo intangible formando parte del valor en libros de la inversión (véase la nota 15).

Posterior al reconocimiento inicial, la plusvalía es medida al costo menos las pérdidas acumuladas por deterioro.

(l) Activos Biológicos

Los activos biológicos se valorizan al valor razonable menos los costos estimados en el punto de venta, cualquier cambio será reconocido en resultados. Los costos estimados en el punto de venta incluyen todos los costos que sean necesarios para vender estos activos (véase la nota 16).

(m) Activos Arrendados

Los arrendamientos bajo los cuales PDVSA asume sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad, son clasificados como arrendamientos financieros. Al momento del reconocimiento inicial, el activo arrendado se valora al monto menor entre su valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos por arrendamiento. Luego del reconocimiento inicial, el activo se contabiliza de acuerdo con las políticas contables aplicables al mismo. Los demás arrendamientos se consideran operativos; por lo tanto, no se reconocen en los estados consolidados de situación financiera (véanse las notas 3-i, 22 y 28).

Determinación de si un Acuerdo Contiene un Arrendamiento

Cuando suscribe un contrato, PDVSA determina si ese contrato corresponde a, o contiene un, arrendamiento. Un activo específico es sujeto de un arrendamiento si el cumplimiento del contrato depende del uso de ese activo específico. Un contrato transfiere el derecho a usar el activo si el contrato le transfiere a PDVSA el derecho de controlar el uso del activo subyacente.

En el momento de la suscripción o reevaluación del contrato, PDVSA separa los pagos y otras contraprestaciones requeridos por el contrato, en los que corresponden al arrendamiento y los que se relacionan con los otros elementos, sobre la base de sus valores razonables relativos. Si PDVSA concluye que para un arrendamiento financiero es impracticable separar los pagos de manera fiable, se reconoce un activo y un pasivo por un monto igual al valor razonable del activo subyacente. Posteriormente, el pasivo se reduce a medida que se hacen los pagos y se reconoce un cargo financiero imputado sobre el pasivo usando la tasa de interés incremental.

(n) Inventarios

Los inventarios se valoran al costo o al valor neto de realización, el que sea menor. El valor neto de realización es el valor estimado de venta durante el curso normal del negocio, menos los costos de terminación y gastos estimados de venta.

El costo de los inventarios de petróleo crudo y sus productos, se calcula utilizando el método de costo promedio.

El costo de los inventarios de productos alimenticios y de consumo masivo, ubicados en los almacenes de la Compañía, se determina, principalmente, por el método de los minoristas (o menudeo) neto de estimación para cubrir posibles pérdidas. El método de los minoristas consiste en determinar el costo de los inventarios deduciendo, del precio de venta del artículo en cuestión, un porcentaje apropiado de margen de la ganancia bruta. El porcentaje aplicado tiene en cuenta la parte de los inventarios que se han marcado por debajo de su precio de venta original. El método de costo promedio es utilizado para el resto de los inventarios (véase la nota 18).

Los materiales y suministros están valorados, principalmente, al costo promedio neto de estimación para cubrir posibles pérdidas y se clasifican en dos grupos: activo no corriente y activo corriente (véanse las notas 16 y 18).

(o) Cuentas por Cobrar Comerciales

Las cuentas por cobrar comerciales son contabilizadas por el monto facturado y se presentan netas de la estimación para cuentas de cobro dudoso, la cual representa el monto de pérdidas que, potencialmente, se producirán en las cuentas por cobrar. La Compañía efectúa dicha estimación con base en la antigüedad de los saldos y en los resultados de la evaluación de la cartera de clientes (véanse las notas 5, 19 y 27).

(p) Equivalentes de Efectivo

PDVSA considera como equivalentes de efectivo las colocaciones y depósitos a plazo con vencimientos originales menores a tres meses, y disponibles en base corriente que, al 31 de diciembre de 2009 y 2008, eran de \$622 millones (Bs.1.337 millones) y \$540 millones (Bs.1.161 millones), respectivamente.

(q) Deterioro del Valor de los Activos**Activos Financieros**

Los activos financieros son evaluados por PDVSA a la fecha de los estados financieros consolidados, para determinar si existe evidencia objetiva de deterioro. Un activo financiero está deteriorado si existe evidencia objetiva de que uno o más eventos han tenido un efecto negativo en los flujos de efectivo futuros estimados del activo.

Los activos financieros significativos son evaluados individualmente para determinar su deterioro. Los activos financieros restantes que poseen similares características de riesgo de crédito son evaluados en grupo (véase la nota 6).

Al evaluar el deterioro, PDVSA usa las tendencias históricas de probabilidades de incumplimiento, la oportunidad de las recuperaciones y el monto de la pérdida incurrida, ajustados por los juicios de la gerencia relacionados con si las condiciones económicas y crediticias actuales hacen probable que las pérdidas reales sean mayores o menores que las sugeridas por las tendencias históricas.

Una pérdida por deterioro relacionada con un activo financiero se calcula como la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. Las pérdidas por deterioro son reconocidas en los estados consolidados de resultados integrales. La reversión de una pérdida por deterioro ocurre solamente si ésta puede ser relacionada objetivamente con un evento ocurrido después de la fecha en que la pérdida por deterioro fue reconocida (véase la nota 27).

Activos no Financieros

El valor en libros de los activos no financieros, excluyendo los inventarios y el impuesto sobre la renta diferido, es revisado en cada fecha de los estados consolidados de situación financiera, para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, se estima el valor recuperable del activo. En el caso de la plusvalía, cuya vida útil es indefinida, los montos a recuperar se estiman en cada fecha de los estados financieros consolidados.

El valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor entre su valor de uso y su valor razonable, menos los costos de venta. Para determinar el valor de uso, se descuentan a su valor presente, los flujos de efectivo futuros netos que se espera sean generados por los activos, usando una tasa de descuento antes de impuesto que refleja las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener el activo. El deterioro es determinado por PDVSA con base en las unidades generadoras de efectivo, de acuerdo con sus segmentos de negocio, ubicaciones geográficas, y el uso final de la producción generada por cada una de ellas. Una unidad generadora de efectivo es el grupo de activos identificable más pequeño que genera flujos de efectivo en forma sustancialmente independiente de otros activos o grupos de activos. Para propósitos de evaluación del deterioro, la plusvalía adquirida durante la combinación de negocios es ubicada en las unidades generadoras de efectivo que se espera se vean beneficiadas de las sinergias de la combinación.

Una pérdida por deterioro se reconoce cuando el valor en libros de un activo o su unidad generadora de efectivo excede a su valor recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen en los resultados del año. Las pérdidas por deterioro reconocidas en relación con las unidades generadoras de efectivo son reducidas en primer lugar de cualquier plusvalía asociada a estas unidades, y luego se reduce el importe en libros de otros activos de la unidad sobre la base de prorratio.

Las pérdidas por deterioro podrían ser revertidas únicamente si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después que la pérdida por deterioro fue reconocida; estas reversiones no excederán el valor según libros de los activos netos de depreciación o amortización como si el deterioro nunca se hubiese reconocido. Las pérdidas por deterioro asociadas con la plusvalía no se revierten.

(r) Activos Mantenedidos para la Venta

Los activos no corrientes o grupo enajenable que comprende activos y pasivos, se clasifican como mantenidos para la venta si su importe en libros se recuperará a través de su venta y no a través de su uso continuado. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable y los activos no corrientes o grupo enajenable están disponibles para la venta inmediatamente en su estado actual; y la venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la clasificación. Inmediatamente antes de esta clasificación, los activos no corrientes o grupo enajenable son reconocidos de acuerdo con las políticas contables de PDVSA y, posteriormente, son medidos al menor valor entre el valor en libros y el valor razonable, menos el costo estimado de venta (véase la nota 9).

Cualquier pérdida por deterioro de un grupo enajenable es primero asignada a la plusvalía, si la hubiese, y luego a los activos y pasivos restantes con base en un prorrateo, excepto en el caso que ninguna pérdida haya sido contabilizada en inventarios, activos financieros, impuestos diferidos activos y activos por beneficios a empleados, los cuales seguirán siendo reconocidos de acuerdo con las políticas contables de PDVSA. Las pérdidas por deterioro reconocidas inicialmente al ser clasificados como mantenidas para la venta, y las subsecuentes ganancias o pérdidas por cambios en el valor razonable, son reconocidas en los estados consolidados de resultados integrales. Las ganancias generadas por cambios en el valor razonable no deben exceder la pérdida acumulada por deterioro previamente reconocida.

(s) ***Operaciones Descontinuadas***

Una operación descontinuada es un componente del negocio de la Compañía representado por un segmento operativo o área geográfica de importancia, que ha sido separada del resto de las operaciones y ha sido desincorporada o clasificada como mantenida para la venta, o una filial adquirida exclusivamente para la reventa. La clasificación como una operación descontinuada se produce cuando se retira, se vende o se ha dispuesto de ella por otra vía, o cuando la operación reúne los criterios para ser clasificada como mantenida para la venta, si esto ocurre primero. Cuando una operación es clasificada como una operación descontinuada, en el estado consolidado de resultados integrales comparativo, es presentada como si la operación hubiese sido descontinuada desde el inicio del año comparativo (véase la nota 9).

(t) ***Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios Post-retiro***

Plan de Jubilación

La obligación neta de PDVSA, con respecto a planes de beneficios de jubilación definidos por contrato, es calculada por separado para cada participante en el plan, estimando el monto del beneficio futuro que los empleados han adquirido a cambio de sus servicios durante el período actual y los períodos previos; ese beneficio es descontado para determinar su valor actual y se le deduce el valor razonable de mercado de los activos asociados al plan. La tasa de descuento refleja el rendimiento que, a la fecha de los estados financieros consolidados, presentan instrumentos financieros emitidos por instituciones de alta calificación crediticia y que tienen fechas de vencimiento cercanas a los plazos en que deben ser pagadas dichas obligaciones. El cálculo es realizado anualmente por un actuario independiente usando el método de crédito por unidad proyectada.

Las mejoras en los beneficios del plan, relacionadas con costos de servicios pasados, son reconocidas como un gasto en los estados consolidados de resultados integrales sobre la base del período estimado que, en promedio, transcurrirá hasta el momento en que los beneficios sean un derecho adquirido. En la medida en que dichos beneficios sean un derecho adquirido irrevocable después de su aprobación, el gasto es reconocido, de manera inmediata, en los estados consolidados de resultados integrales.

PDVSA contabiliza como ingreso o como gasto una porción correspondiente al importe de sus ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas, que exceda 10% al mayor de los siguientes montos: a) el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos en esa fecha; y b) el valor razonable de los activos del plan en esa fecha. El monto resultante es dividido entre la vida laboral restante promedio de los trabajadores que participan en el plan. Estos límites son calculados y aplican por separado para cada uno de los planes de beneficios definidos.

Indemnizaciones Laborales

Las indemnizaciones por terminación de la relación laboral de los trabajadores en Venezuela se reconocen cuando se causan, de acuerdo con la legislación laboral y con los contratos colectivos vigentes. La mayor parte de las indemnizaciones han sido depositadas en cuentas de fideicomiso a favor de los trabajadores.

Beneficios a Corto Plazo

Las obligaciones por beneficios a corto plazo, como bonificaciones de los empleados, vacaciones y otros beneficios son contabilizadas como gastos en la medida que el servicio relacionado es provisto por el trabajador.

Beneficios Post-retiro Diferentes a Jubilación

La obligación neta con respecto a otros beneficios post-retiro diferentes a jubilación, definidos por contrato, es el monto de beneficios futuros que los trabajadores hayan ganado a cambio de sus servicios durante el período actual y los previos. Estos beneficios incluyen planes de salud y odontológicos, seguro funerario y tarjeta de banda electrónica para alimentación. La obligación se calcula utilizando el método de crédito por unidad proyectada, se descuenta para reflejar su valor actual y se le deduce el valor razonable de los activos relacionados, si los hubiere. La tasa de descuento debe reflejar el rendimiento que, a la fecha de los estados financieros consolidados, presenten instrumentos financieros emitidos por instituciones de alta calificación crediticia y que tengan fechas de vencimiento cercanas a los plazos en que deben ser pagadas dichas obligaciones.

Los costos de servicios pasados y las ganancias o pérdidas actuariales se reconocen usando la misma metodología del plan de beneficios de jubilación definido por contrato.

(u) **Provisiones**

Una provisión se reconoce si, como resultado de un evento pasado, la Compañía ha incurrido en una obligación legal o formal que se pueda estimar de manera confiable y sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación. Cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es significativo, la provisión es determinada aplicando una tasa de descuento asociada al plazo estimado de pago, si el plazo puede ser razonablemente estimado al igual que el riesgo asociado con dichas obligaciones (véase la nota 24).

Asuntos Ambientales

En concordancia con la política ambiental establecida por PDVSA y las normativas legales aplicables, se reconoce un pasivo cuando los costos son probables y pueden ser razonablemente estimados. Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según correspondan. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son cargados a gastos. La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental, para la cual PDVSA tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo. Los ajustes subsiguientes a los estimados, de ser necesarios, se efectúan al obtener información adicional (véase la nota 29).

Retiro de Activos

Las obligaciones asociadas al retiro de activos de larga duración, se reconocen al valor razonable en la fecha cuando dicha obligación es incurrida, con base en flujos de efectivo futuros descontados. La determinación de los valores razonables se basa en las regulaciones y tecnologías existentes.

Los cambios en el valor razonable de la obligación se añaden o deducen del costo del activo correspondiente. El importe depreciable ajustado del activo, se deprecia a lo largo de su vida útil remanente. Por lo tanto, una vez que el activo haya alcanzado el final de su vida útil, todos los cambios posteriores en el valor razonable de la obligación se reconocen en los resultados consolidados del período. El incremento en la obligación por cada año transcurrido se reconoce en los resultados como gastos financieros (véase la nota 3-d).

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a las principales estructuras utilizadas en las actividades de refinación, comercio y suministro no son estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores, y no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados.

Litigios y Otros Reclamos

Las provisiones por litigios y demandas se registran en el caso de que existan acciones legales, investigaciones gubernamentales, diligencias u otras acciones legales que se encuentren pendientes o sean susceptibles de ser interpuestas en el futuro contra la Compañía, debiéndose a hechos acaecidos en el pasado, con respecto a los que sea probable una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para cancelar la obligación y en las que sea posible estimar con fiabilidad el importe de dicha obligación (véase la nota 29).

(v) **Información Financiera por Segmentos**

Un segmento es un componente identificable de PDVSA que se dedica a proveer productos o servicios, o que se dedica a proveer productos o servicios dentro de un entorno económico particular que está sujeto a riesgos y beneficios específicos y diferentes de otros segmentos.

PDVSA ha determinado que sus segmentos de operación son aquellos basados en la metodología que utiliza la gerencia para sus informes internos. PDVSA identifica estos segmentos con base en sus unidades de negocios y geográficamente. Los segmentos de operación de PDVSA incluyen las actividades de exploración y producción de petróleo crudo (aguas arriba); refinación, comercio y suministro (aguas abajo), gas, y productos alimenticios y de consumo masivo (véase la nota 7).

La ganancia operativa, los activos y los pasivos por segmento, incluyen transacciones y saldos directamente atribuibles al segmento; así como también aquellos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Las transacciones y saldos no distribuidos comprenden, principalmente, la deuda financiera, arrendamientos financieros y los gastos financieros relacionados, el impuesto sobre la renta diferido, y el impuesto sobre la renta por pagar.

Los desembolsos netos para inversiones incluyen los costos netos totales incurridos durante el año para adquirir propiedades, plantas y equipos.

(w) 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*. Dichas 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 *Estado de Flujos 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.

(x) Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente

Durante el año 2009 entraron en vigencia nuevas normas e interpretaciones. Las más importantes para PDVSA son las siguientes:

- NIC 1 revisada *Presentación de Estados Financieros* (septiembre de 2007), la cual introduce un estado de resultados integrales que incluye la ganancia 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 consolidados.
- 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 consolidado de resultados integrales. 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.
- CINIIF 17 *Distribuciones de Activos a los Propietarios Distintas a Efectivo*, aclara como una entidad debe medir las distribuciones de activos distintos a efectivo, cuando paga dividendos a sus propietarios. Estos dividendos deben ser medidos al valor razonable de los activos netos a distribuir, y la diferencia entre el dividendo pagado y el valor razonable de los activos netos debe ser reconocida en los resultados integrales del ejercicio.

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.

Adicionalmente, durante el año 2009 PDVSA decidió adoptar de manera anticipada la aplicación de la siguiente norma revisada, que entrará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de julio de 2009:

- Enmienda a la NIIF 3 *Combinaciones de Negocios* (enero de 2008), la cual mantiene el método de compra para ser aplicado a las combinaciones de negocios, pero introduce algunos cambios relacionados con el tratamiento contable de las adquisiciones parciales, así como de los intereses no controladores, costos relacionados de adquisición y contingencias. Los cambios de esta enmienda se aplican prospectivamente y no tuvo efectos en los estados financieros consolidados.

(4) Convenio Cambiario con el Banco Central de Venezuela (BCV)

De acuerdo con la Reforma a la Ley del BCV, vigente desde el 20 de julio de 2005, PDVSA sólo está obligada a vender al BCV los ingresos en moneda extranjera necesarios para satisfacer sus obligaciones en moneda local. Los montos restantes en moneda extranjera, pueden ser mantenidos por PDVSA para satisfacer las obligaciones e inversiones en moneda extranjera. Cualquier monto en exceso a lo descrito anteriormente, debe ser transferido por PDVSA a la sociedad anónima Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN) (véase la nota 30).

El 21 de noviembre de 2005, se publicó en la Gaceta Oficial N° 38.318 el Convenio Cambiario N° 9, el cual establece que las divisas recibidas por concepto de exportaciones de hidrocarburos serán de venta obligatoria al BCV, excepto las destinadas a las actividades realizadas por PDVSA de conformidad con lo establecido en la reforma a la Ley del BCV, mencionada anteriormente. Dicho convenio indica que Petróleos de Venezuela, S.A. y sus filiales no podrán mantener fondos en divisas dentro del Territorio Nacional por más de 48 horas; además establece las condiciones para el uso de los fondos por parte de PDVSA.

El 2 de marzo de 2006 el Directorio del BCV autorizó a PDVSA incrementar el fondo rotatorio hasta \$2.000 millones, para garantizar sus pagos operativos y de inversión.

El 22 de marzo de 2007 se publicó en la Gaceta Oficial N° 38.650 la reforma al Convenio Cambiario N° 9, el cual estableció que Petróleos de Venezuela, S.A. puede adquirir divisas directamente ante el BCV para la reposición, hasta el monto autorizado, de los fondos colocados en el exterior de acuerdo con lo establecido en el Artículo N° 113 de la Ley del BCV. Con base en este Convenio, el 8 de febrero de 2007, el Directorio del BCV autorizó a PDVSA a mantener un fondo especial en dólares hasta la cantidad de \$3.500 millones, para atender las necesidades asociadas con el Plan Siembra Petrolera 2007 – 2013 (véanse las notas 12, 27-c, 34-c y 34-g).

(5) Determinación de los Valores Razonables

Algunas de las políticas y revelaciones contables de PDVSA, requieren la determinación de los valores razonables para los activos y pasivos financieros y no financieros. Los valores razonables han sido estimados para propósito de valoración y/o revelación, utilizando la información disponible en el mercado y siguiendo métodos de valuación apropiados y, cuando aplican, información adicional sobre la estimación del valor razonable de activos y pasivos, es revelada en las notas específicas a los estados financieros consolidados.

Propiedades, Plantas y Equipos

El valor razonable de las propiedades, plantas y equipos reconocido como consecuencia de una combinación de negocios, se basa, fundamentalmente, en el valor de mercado. El valor de mercado del activo corresponde al monto estimado por el que éste podría intercambiarse a la fecha de valuación entre un comprador y un vendedor dispuestos en una transacción en condiciones de independencia mutua, posterior a un adecuado estudio de mercado en la que ambas partes han actuado con conocimiento, prudencia y sin obligación.

Activos Biológicos

El valor razonable del ganado disponible para la venta se basa en el valor de mercado del ganado de una determinada edad, raza y mezcla genética.

Efectivo Restringido

El efectivo restringido, mayormente, genera intereses a tasas variables de mercado y el valor en libros se aproxima a su valor razonable.

Inventarios

El valor razonable de los inventarios, reconocidos como consecuencia de una combinación de negocios, se determina sobre la base del precio de venta estimado en el curso normal del negocio menos los costos estimados de venta y terminación, y un margen de utilidad razonable basado en el esfuerzo que se requiere para terminar y vender dichos inventarios.

Activos y Pasivos Financieros Corrientes no Derivados

Los saldos en libros de los activos financieros incluidos en gastos pagados por anticipado y otros activos, documentos y cuentas por cobrar, efectivo y sus equivalentes y, cuentas por pagar a proveedores se aproximan a su valor razonable debido al corto plazo de estos instrumentos.

Activos y Pasivos Financieros Derivados

El valor razonable de los instrumentos financieros derivados se basa en el monto estimado que la Compañía recibirá o pagará por terminar los acuerdos, considerando los precios actuales de los productos, las tasas de interés y el nivel crediticio de las partes involucradas.

Obligaciones Financieras no Derivadas

El valor razonable de las obligaciones financieras no derivadas, el cual es determinado para propósitos de revelación, es calculado con base en cotizaciones suministradas por instituciones financieras y en el valor presente de los flujos futuros de interés y capital, descontados a una tasa de interés a la fecha de los estados consolidados de situación financiera, determinada con base en los riesgos inherentes de dichas obligaciones.

Para los arrendamientos financieros, la tasa de interés de mercado es determinada tomando como referencia contratos de arrendamientos financieros similares.

Otros Activos y Pasivos Financieros no Derivados

El valor razonable de las cuentas por cobrar no corrientes y otros activos, créditos fiscales por recuperar, y ciertas acumulaciones y otros pasivos, se determina descontando el valor en libros, según recuperaciones y pagos estimados a futuro, utilizando tasas de interés determinadas con base en los riesgos inherentes al instrumento evaluado como, calidad crediticia, liquidez, moneda y otros factores.

(6) Administración de Riesgos Financieros

PDVSA está expuesta a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros:

- Riesgo de crédito.
- Riesgo de liquidez.
- Riesgo de mercado.
- Riesgo operacional.

Esta nota presenta información respecto a la exposición de PDVSA a cada uno de los riesgos mencionados, los objetivos de la Compañía, las políticas y los procedimientos para medir y administrar los riesgos, y la administración del capital. Los estados financieros consolidados incluyen más revelaciones cuantitativas (véase la nota 27).

La Junta Directiva de PDVSA es responsable por establecer y supervisar el proceso de administración de riesgos de PDVSA. En los procesos de planificación estratégica y presupuestaria se estima el efecto de los riesgos del negocio, con el objetivo de tener una visión integral de su impacto en la Compañía.

Las políticas de administración de riesgos, son establecidas con el propósito de identificar y analizar los riesgos enfrentados por PDVSA, fijar los límites y controles adecuados, así como monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Las políticas y los sistemas de administración de riesgos son revisados regularmente con la finalidad de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía.

(a) Riesgo de Crédito

Es el riesgo de pérdida financiera que enfrenta PDVSA si un cliente o contraparte en un instrumento financiero incumple con sus obligaciones contractuales y se origina, principalmente, por los documentos y cuentas por cobrar provenientes de las ventas, y el efectivo y sus equivalentes. Con el objetivo de mitigar el riesgo de crédito, los documentos y cuentas por cobrar están distribuidos en una amplia y confiable cartera de clientes a nivel mundial y, periódicamente, se evalúa su condición financiera. Producto de esta evaluación se reconoce en los estados financieros consolidados una estimación para cuentas de cobro dudoso (véanse las notas 19 y 27). Asimismo, los equivalentes de efectivo están representados por instrumentos de alta calidad que son colocados en diversas instituciones.

(b) Riesgo de Liquidez

Es el riesgo de que PDVSA no pueda cumplir con sus obligaciones financieras a medida que vencen. El enfoque de PDVSA para administrar la liquidez es asegurar, en la mayor medida posible, que siempre contará con la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación la Compañía.

Como política fundamental, PDVSA se asegurará de contar con suficientes fondos para cumplir sus compromisos de pago, incluyendo el pago de obligaciones financieras; lo cual excluye el posible impacto de circunstancias extremas que no pueden predecirse razonablemente, como los desastres naturales. Además, PDVSA mantiene facilidades de crédito, que también están disponibles para cubrir necesidades de fondos (véanse las notas 22 y 27).

(c) Riesgo de Mercado

Es el riesgo de que cambios en los precios de mercado, como las tasas de cambio, tasas de interés o precios de venta, afecten los ingresos de PDVSA o el valor de los instrumentos financieros que mantiene.

Las actividades de PDVSA, las condiciones financieras y los resultados de operación están, principalmente, en función de los volúmenes de exportación y de los precios de petróleo crudo y sus productos. Estos precios son cíclicos y tienden a ser inestables, por lo que el riesgo primario de este negocio es la volatilidad de los precios del petróleo crudo y sus productos.

PDVSA monitorea constantemente las condiciones de mercado para asegurar la colocación de su producción de petróleo crudo y sus productos de la manera más óptima posible. Adicionalmente, la República Bolivariana de Venezuela es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a través de la cual se suscriben acuerdos en la búsqueda de precios estables para el petróleo crudo y sus productos (véase la nota 29). PDVSA también utiliza instrumentos financieros derivados para administrar los riesgos de mercado. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y por los años entonces terminados, PDVSA no ha designado derivados como instrumentos de cobertura (véase la nota 3-h).

(d) Riesgo Operacional

Es el riesgo de pérdida directa o indirecta originado por una amplia variedad de causas asociadas con los procesos, el personal, la tecnología e infraestructura de PDVSA, y con los factores externos distintos de los riesgos de liquidez, de mercado y de crédito, como aquellos riesgos que se originan de requerimientos legales y regulatorios, y de las normas generalmente aceptadas de comportamiento de la Compañía. Los riesgos operacionales surgen de todas las operaciones de PDVSA.

El objetivo de PDVSA es administrar el riesgo operacional de manera de equilibrar la prevención de pérdidas financieras y la efectividad general de costos con la contribución al desarrollo social e integral del país, y de evitar los procedimientos de control que restrinjan la iniciativa y la creatividad.

La responsabilidad básica por el desarrollo y la implementación de controles para tratar el riesgo operacional está asignada a la administración superior de cada unidad de negocios. Esta responsabilidad está respaldada por el desarrollo de normas de PDVSA para la administración del riesgo operacional en áreas como la segregación de funciones; conciliación y monitoreo de transacciones; cumplimiento de requerimientos regulatorios y otros de índole legal; documentación de controles y procedimientos; capacitación y desarrollo profesional y mitigación de riesgos, incluyendo seguros, cuando son efectivos. El cumplimiento de las normas de PDVSA está respaldado por un programa de revisiones periódicas efectuadas por Auditoría Interna.

(e) Administración de Capital

Como empresa nacional de petróleo y gas del Estado venezolano, el enfoque de PDVSA al gestionar el capital es salvaguardar la capacidad para continuar como un negocio en marcha, de forma que pueda continuar siendo la fuerza y motor para el desarrollo nacional y la palanca para la transformación integral del país.

La estrategia de PDVSA ha sido fortalecer progresivamente su situación patrimonial, mediante ajustes, en función de los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de las operaciones realizadas. Para fortalecer la estructura de capital, la Compañía puede decidir sobre la estrategia de pago de los dividendos, la creación o traspaso de reservas y la venta de activos.

(7) Información Financiera por Segmentos

PDVSA determina y presenta sus segmentos de operación con base en la información que es reportada internamente a la Junta Directiva, y evalúa el desempeño de sus segmentos con base en las ventas netas, la ganancia operativa (ventas netas menos los costos y gastos, excepto los (ingresos) gastos financieros, los aportes y contribuciones para el desarrollo social, la ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta, y la participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta), y los desembolsos netos para inversiones y propiedades, plantas y equipos.

Las ventas entre segmentos consisten, básicamente, de ventas de petróleo crudo y gas natural y son realizadas de acuerdo con el destino que tendrán los productos refinados que se elaboran a partir de ellos.

Los productos refinados destinados al mercado local se venden a un precio subsidiado, por lo que la gerencia de PDVSA considera conveniente que las ventas entre segmentos de petróleo crudo y gas natural para abastecer el mercado local, sean medidas al precio de costo menos la rebaja a las regalías que el MENPET otorga por este subsidio. Por otra parte, las ventas entre segmentos de petróleo crudo y gas natural para abastecer el mercado de exportación, se medirán al precio aproximado del mercado.

Segmentos de Negocios

Los principales segmentos de negocios de PDVSA, son los siguientes:

- Las actividades de exploración y producción incluyen el proceso de búsqueda de reservas de petróleo crudo y gas asociado y mejoramiento de crudos extrapesados; así como también, el manejo de petróleo crudo y gas asociado hasta las refinerías y plantas de fraccionamiento.
- Las actividades de refinación, comercio y suministro en Venezuela incluyen el manejo de las refinerías, comercialización, mercadeo y transporte del petróleo crudo y productos refinados, bajo la marca PDV®. Las actividades de refinación, comercio y suministro en los Estados Unidos de América representan la administración de las refinerías y el mercadeo de gasolina y productos refinados del petróleo crudo, principalmente, en las regiones este y medio oeste de ese país, bajo la marca CITGO®.
- La actividad de gas incluye el manejo de las plantas procesadoras de gas, el mejoramiento, comercialización de gas natural y líquido, tanto industrial como doméstico; así como también su transporte, distribución, colocación y venta.
- El segmento de productos alimenticios y de consumo masivo incluye infraestructura de procesamiento, almacenamiento y distribución de productos alimenticios, dirigidos a impulsar un nuevo modelo socio productivo para el desarrollo endógeno, territorial y social, que garantice la soberanía alimentaria del pueblo venezolano.
- Dentro del segmento de otros se incluyen las operaciones realizadas por las filiales que desarrollan actividades distintas a las mencionadas anteriormente.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Dólares –

	Exploración y producción		Refinación, comercio y suministro		Gas		Productos alimenticios y de consumo masivo		Otros		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Al 31 de diciembre -												
Activo corriente no distribuido											48.744	40.424
Activo de segmentos:												
Propiedades, plantas y equipos, neto:												
En Venezuela	53.379	49.228	8.578	8.069	10.388	8.818	2.084	1.009	2.343	726	76.772	67.850
En los Estados Unidos de América	-	-	4.764	4.705	-	-	-	-	-	-	4.764	4.705
En otros países	-	-	1.921	455	-	-	-	-	-	-	1.921	455
Total propiedades, plantas y equipos, neto	<u>53.379</u>	<u>49.228</u>	<u>15.263</u>	<u>13.229</u>	<u>10.388</u>	<u>8.818</u>	<u>2.084</u>	<u>1.009</u>	<u>2.343</u>	<u>726</u>	<u>83.457</u>	<u>73.010</u>
Activo no corriente no distribuido											17.400	18.398
Total activo											<u>149.601</u>	<u>131.832</u>
Pasivo de segmentos:												
En Venezuela	17.100	13.793	15.386	12.060	3.086	2.392	1.326	2.327	4.891	2.518	41.789	33.090
En los Estados Unidos de América	-	-	2.272	2.611	-	-	-	-	-	-	2.272	2.611
En otros países	-	-	451	2.882	-	-	-	-	686	937	1.137	3.819
Total pasivo de segmentos	<u>17.100</u>	<u>13.793</u>	<u>18.109</u>	<u>17.553</u>	<u>3.086</u>	<u>2.392</u>	<u>1.326</u>	<u>2.327</u>	<u>5.577</u>	<u>3.455</u>	<u>45.198</u>	<u>39.520</u>
Pasivo no distribuido											26.237	20.799
Total pasivo											<u>71.435</u>	<u>60.319</u>

La información financiera por segmentos de PDVSA se indica en la siguiente tabla (en millones):

Dólares -

	Exploración y producción		Refinación, comercio y suministro		Gas		Productos alimenticios y de consumo masivo		Operaciones descontinuadas ⁽³⁾		Otros		Eliminaciones		Total		Operaciones descontinuadas ⁽³⁾		Operaciones continuas		
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	
Por los años terminados el 31 de diciembre -																					
Desembolsos netos para inversiones:																					
En Venezuela	8,124	12,836	2,336	736	1,580	2,515	886	936	-	-	725	468	-	-	13,651	17,491	-	-	13,651	17,491	
En los Estados Unidos de América	-	-	598	743	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	598	743	-	-	598	743	
En otros países	-	-	1,080	168	-	-	-	-	-	-	4	11	-	-	1,084	179	-	-	1,084	179	
Total desembolsos netos para inversiones	8,124	12,836	4,014	1,647	1,580	2,515	886	936	-	-	729	479	-	-	15,333	18,413	-	-	15,333	18,413	
Depreciación y amortización	3,818	3,573	1,500	1,355	283	260	64	12	-	87	129	20	-	-	5,794	5,307	-	(87)	5,794	5,220	
Costos de obligaciones por retiro de activos	111	63	-	2	5	4	-	-	-	-	-	-	-	-	116	69	-	-	116	69	
Deterioro (reverso) del valor de los activos	18	(236)	78	605	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96	369	-	-	96	369	
Ventas ⁽⁴⁾ :																					
Ventas a clientes externos:																					
En Venezuela	21,977	47,004	16,764	17,431	1,779	2,902	1,502	1,072	414	951	218	471	-	-	42,654	69,831	(414)	(951)	42,240	68,880	
En los Estados Unidos de América	-	-	24,814	41,279	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24,814	41,279	-	-	24,814	41,279	
En otros países	-	-	7,752	16,205	-	-	190	-	-	-	-	-	-	-	7,942	16,205	-	-	7,942	16,205	
Total ventas a clientes externos	21,977	47,004	49,330	74,915	1,779	2,902	1,692	1,072	414	951	218	471	-	-	75,410	127,315	(414)	(951)	74,996	126,364	
Ventas entre segmentos:																					
En Venezuela	30,630	49,139	4,841	10,524	1,331	2,427	-	-	-	-	-	-	(36,802)	(62,090) ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	
En los Estados Unidos de América	-	-	117	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(117)	-	-	-	-	-	-	
En otros países	-	-	10,454	9,088	-	-	-	-	-	-	-	-	(10,454)	(9,088) ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	
Total ventas entre segmentos	30,630	49,139	15,412	19,612	1,331	2,427	-	-	-	-	-	-	(47,373)	(71,178)	-	-	-	-	-	-	
Total ventas	52,607	96,143	64,742	94,527	3,110	5,329	1,692	1,072	414	951	218	471	(47,373)	(71,178)	75,410	127,315	(414)	(951)	74,996	126,364	
Ganancia (pérdida) operativa de segmentos:																					
En Venezuela	8,367	27,230	(1,254)	2,571	303	1,707	(961)	(788)	(256)	43	3,806	1,512	(3,838)	(5,141) ⁽²⁾	6,167	27,134	256	(43)	6,423	27,091	
En los Estados Unidos de América	-	-	422	411	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	422	411	-	-	422	411	
En otros países	-	-	(167)	(842)	-	-	-	-	-	-	(104)	837	-	-	(271)	(5)	-	-	(271)	(5)	
Total ganancia (pérdida) operativa del segmento de negocio	8,367	27,230	(999)	2,140	303	1,707	(961)	(788)	(256)	43	3,702	2,349	(3,838)	(5,141)	6,318	27,540	256	(43)	6,574	27,497	
(Ingresos) gastos financieros:																					
Ingresos financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,873	1,580	-	-	5,873	1,580	
Gastos financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(835)	(1,780)	-	-	(835)	(1,780)	
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	998	-	-	-	998	
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Aportes y contribuciones para el desarrollo social	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,514)	(14,733)	-	-	(3,514)	(14,733)	
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(140)	153	-	-	(140)	153	
Impuesto sobre la renta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,308)	(4,267)	(22)	(14)	(3,330)	(4,281)	
Ganancia neta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,394	9,491	234	(57)	4,628	9,434	
Gastos sin salida de efectivo de segmentos distintos de depreciación y amortización																					
	1,026	1,390	1,085	1,974	367	297	-	-	-	-	489	583	-	-	2,967	4,244	-	-	2,967	4,244	
Egresos (ingresos), neto sin salida de efectivo no distribuidos																					
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,930)	(161)	-	-	(4,930)	(161)	
Total egresos sin salida de efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,963)	4,083	-	-	(1,963)	4,083	

(1) Representa las eliminaciones de ventas entre segmentos.

(2) Representa las eliminaciones de compras y costos entre segmentos.

(3) Véase la nota 9.

(4) Principalmente petróleo crudo y sus productos.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívares –

	Exploración y producción		Refinación, comercio y suministro		Gas		Productos alimenticios y de consumo masivo		Otros		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Al 31 de diciembre -												
Activo corriente no distribuido											104.799	86.911
Activo de segmentos:												
Propiedades, plantas y equipos, neto:												
En Venezuela	114.765	105.840	18.443	17.349	22.334	18.959	4.481	2.170	5.038	1.560	165.061	145.878
En los Estados Unidos de América	-	-	10.243	10.116	-	-	-	-	-	-	10.243	10.116
En otros países	-	-	4.131	978	-	-	-	-	-	-	4.131	978
Total propiedades, plantas y equipos, neto	<u>114.765</u>	<u>105.840</u>	<u>32.817</u>	<u>28.443</u>	<u>22.334</u>	<u>18.959</u>	<u>4.481</u>	<u>2.170</u>	<u>5.038</u>	<u>1.560</u>	<u>179.435</u>	<u>156.972</u>
Activo no corriente no distribuido											37.410	39.556
Total activo											<u>321.644</u>	<u>283.439</u>
Pasivo de segmentos:												
En Venezuela	36.766	29.655	33.080	25.929	6.635	5.143	2.851	5.004	10.516	5.415	89.848	71.146
En los Estados Unidos de América	-	-	4.885	5.613	-	-	-	5.613	-	-	4.885	5.613
En otros países	-	-	970	6.197	-	-	-	-	1.475	2.015	2.445	8.212
Total pasivo de segmentos	<u>36.766</u>	<u>29.655</u>	<u>38.935</u>	<u>37.739</u>	<u>6.635</u>	<u>5.143</u>	<u>2.851</u>	<u>10.617</u>	<u>11.991</u>	<u>7.430</u>	<u>97.178</u>	<u>84.971</u>
Pasivo no distribuido											56.410	44.718
Total pasivo											<u>153.587</u>	<u>129.689</u>

Bolívares -

	Exploración y producción		Refinación, comercio y suministro		Gas		Productos alimenticios y de consumo masivo		Operaciones descontinuadas ⁽³⁾		Otros		Eliminaciones		Total		Operaciones descontinuadas ⁽³⁾		Operaciones continuas	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Por los años terminados el 31 de diciembre -																				
Desembolsos netos para inversiones:																				
En Venezuela	17,467	27,597	5,022	1,582	3,397	5,408	1,905	2,012	-	-	1,558	1,007	-	-	29,349	37,606	-	-	29,349	37,606
En los Estados Unidos de América	-	-	1,286	1,597	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,286	1,597	-	-	1,286	1,597
En otros países	-	-	2,322	361	-	-	-	-	-	-	9	24	-	-	2,331	385	-	-	2,331	385
Total desembolsos netos para inversiones	17,467	27,597	8,630	3,540	3,397	5,408	1,905	2,012	-	-	1,567	1,031	-	-	32,966	39,588	-	-	32,966	39,588
Depreciación y amortización	8,209	7,681	3,225	2,913	608	559	138	26	-	187	277	43	-	-	12,457	11,409	-	(187)	12,457	11,222
Costos de obligaciones por retiro de activos	238	135	-	4	11	9	-	-	-	-	-	-	-	-	249	148	-	-	249	148
Deterioro (reverso) del valor de los activos	39	(507)	167	1,300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206	793	-	-	206	793
Ventas ⁽⁴⁾ :																				
Ventas a clientes externos:																				
En Venezuela	47,250	101,059	36,042	37,477	3,824	6,239	3,229	2,305	890	2,045	470	1,012	-	-	91,705	150,137	(890)	(2,045)	90,815	148,092
En los Estados Unidos de América	-	-	53,350	88,750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53,350	88,750	-	-	53,350	88,750
En otros países	-	-	16,667	34,841	-	-	409	-	-	-	-	-	-	-	17,076	34,841	-	-	17,076	34,841
Total ventas a clientes externos	47,250	101,059	106,059	161,068	3,824	6,239	3,638	2,305	890	2,045	470	1,012	-	-	162,131	273,728	(890)	(2,045)	161,241	271,683
Ventas entre segmentos:																				
En Venezuela	65,855	105,649	10,408	22,627	2,862	5,218	-	-	-	-	-	-	(79,125)	(133,494)	-	-	-	-	-	-
En los Estados Unidos de América	-	-	252	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(252)	-	-	-	-	-	-	-
En otros países	-	-	22,476	19,539	-	-	-	-	-	-	-	-	(22,476)	(19,539)	-	-	-	-	-	-
Total ventas entre segmentos	65,855	105,649	33,136	42,166	2,862	5,218	-	-	-	-	-	-	(101,853)	(153,033)	-	-	-	-	-	-
Total ventas	113,105	206,708	139,195	203,234	6,686	11,457	3,638	2,305	890	2,045	470	1,012	(101,853)	(153,033)	162,131	273,728	(890)	(2,045)	161,241	271,683
Ganancia (pérdida) operativa de segmentos:																				
En Venezuela	17,989	58,546	(2,696)	5,528	652	3,670	(2,066)	(1,696)	(550)	92	8,182	3,253	(8,252)	(11,054)	13,259	58,339	550	(92)	13,809	58,246
En los Estados Unidos de América	-	-	907	884	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	907	884	-	-	907	884
En otros países	-	-	(359)	(1,810)	-	-	-	-	-	-	(223)	1,800	-	-	(582)	(10)	-	-	(582)	(10)
Total ganancia (pérdida) operativa del segmento de negocio	17,989	58,546	(2,148)	4,602	652	3,670	(2,066)	(1,696)	(550)	92	7,959	5,053	(8,252)	(11,054)	13,584	59,213	550	(92)	14,134	59,120
(Ingresos) gastos financieros:																				
Ingresos financieros															12,627	3,397	-	-	12,627	3,397
Gastos financieros															(1,795)	(3,827)	-	-	(1,795)	(3,827)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta															-	2,146	-	-	-	2,146
Ganancia en venta de inversión en afiliada															-	-	-	-	-	-
Aportes y contribuciones para el desarrollo social															(7,554)	(31,677)	-	-	(7,554)	(31,677)
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta															(301)	329	-	-	(301)	329
Impuesto sobre la renta															(7,113)	(9,174)	(47)	(30)	(7,160)	(9,204)
Ganancia neta															9,448	20,407	503	(122)	9,951	20,284
Gastos sin salida de efectivo de segmentos distintos de depreciación y amortización																				
	2,206	2,990	2,333	4,244	789	639	-	-	-	-	1,051	1,253	-	-	6,379	9,126	-	-	6,379	9,126
Egresos (ingresos) neto sin salida de efectivo no distribuidos																				
															(10,600)	(346)	-	-	(10,600)	(346)
Total egresos sin salida de efectivo															(4,221)	8,780	-	-	(4,221)	8,780

(1) Representa las eliminaciones de ventas entre segmentos.

(2) Representa las eliminaciones de compras y costos entre segmentos.

(3) Véase la nota 9.

(4) Principalmente petróleo crudo y sus productos.

(8) Asociaciones con Terceros

PDVSA ha suscrito asociaciones con terceros y acuerdos de cooperación energética con otros países. A continuación, se indican los más importantes:

(a) Asociaciones para el Desarrollo de Reservas de Petróleo Crudo Extrapasado de la Faja Petrolífera del Orinoco, y Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas

Entre los años 1993 y 1999, el Congreso Nacional (ahora Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, en lo adelante Asamblea Nacional) aprobó varios convenios de asociación para ejecutar las actividades necesarias para la explotación, desarrollo, producción, mezcla, transporte, mejoramiento y comercialización de petróleo crudo extrapasado, provenientes de las áreas Junín, Carabobo, Boyacá y Ayacucho de la Faja Petrolífera del Orinoco, en los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Los desembolsos requeridos para el desarrollo y conclusión de los proyectos, fueron cubiertos mediante el aporte de capital de PDVSA, de los otros inversionistas o socios, de fondos obtenidos vía financiamiento y de ingresos provenientes de la producción durante el período de desarrollo.

El 26 de febrero de 2007 el Gobierno 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 Faja Petrolífera del Orinoco; así como también, de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (Ley de Migración a Empresas Mixtas), de acuerdo con el cual los convenios de asociación denominados Petrolera Zuata, Petrozuata S.A. (Petrozuata), Sincrudos de Oriente, S.A. (Sincor), Petrolera Cerro Negro, S.A. (Cerro Negro) y Petrolera Hamaca, C.A. (Hamaca) se transforman en empresas mixtas, en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial de PDVSA que se designe, mantendrá no menos de 60% de participación accionaria, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

El 26 de junio de 2007, PDVSA firmó los memorandos de entendimiento con las empresas transnacionales, socias de los referidos convenios, excepto con ConocoPhillips en Petrozuata y Hamaca, y ExxonMobil en Cerro Negro, con las cuales no se alcanzaron acuerdos, por lo que PDVSA asumió las actividades de estos convenios. Estos memorandos de entendimiento definieron la participación accionaria en las empresas mixtas.

El 8 de octubre de 2007, se publicó en la Gaceta Oficial N° 38.785, la Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a empresas mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, y de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, la cual estableció la extinción del tiempo para alcanzar acuerdos de constitución de empresas mixtas, y en los casos en que no hubo acuerdo, PDVSA asumió las actividades de operación. En tal sentido, en el año 2007, PDVSA recibió del Ejecutivo Nacional los activos netos de los socios que decidieron no migrar a empresas mixtas, reconociendo en esta transacción un pasivo neto por \$2.467 millones (Bs.5.304 millones) con la República Bolivariana de Venezuela que se incluyen en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2009 y 2008 como cuentas por pagar a entidades relacionadas en el rubro de acumulaciones y otros pasivos (véase la nota 25).

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:

<u>Empresa mixta</u>	<u>Participación de PDVSA (%)</u>	<u>Área o convenio</u>	<u>Socios</u>
Petromonagas, S.A.	83,33	Cerro Negro	Veba Oil & Gas Cerro Negro GmbH (filial de British Petroleum plc.) (16,67%)
Petrocedeno, S.A.	60,00	Sincor	Total Venezuela, S.A. (30,32%) y Statoil Sincor Netherlands B.V. (9,68%)
Petropiar, S.A.	70,00	Hamaca	Chevron Orinoco Holdings B.V. (30%)

La filial Petrozuata es poseída 100% por PDVSA Petróleo desde octubre de 2007.

Producto del proceso de Migración a empresas mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco y de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, ExxonMobil promovió arbitrajes y medidas cautelares en contra de PDVSA (véase la nota 29).

Convenio de Finiquito con Total Venezuela, S.A. y Statoil Sincor AS por el Proyecto Sincor

En enero de 2008, se suscribió un convenio con Total Venezuela, S.A. y Statoil Sincor AS, en el cual se estableció que PDVSA pagaría a estas entidades \$1.100 millones (Bs.2.365 millones) por concepto de adquisición de 22% de los activos netos aportados para la constitución de la empresa mixta Petrocedeño, S.A., con la finalidad de que PDVSA mantuviera 60% de participación en esta entidad. De este monto se descontó \$130 millones (Bs.280 millones) correspondiente a deuda de Total Venezuela, S.A. y Statoil Sincor AS con la República Bolivariana de Venezuela (véase la nota 25). PDVSA pagó a estas entidades el monto restante de \$970 millones (Bs.2.086 millones), mediante la entrega de petróleo crudo a Total por \$735 millones (Bs.1.580 millones) y a Statoil Sincor AS por \$235 millones (Bs.506 millones) en efectivo. Durante el año 2008, se realizaron estos pagos según lo establecido en dicho convenio.

Los activos netos incorporados durante el año 2008 como resultado de este acuerdo, tuvieron los siguientes efectos sobre los estados financieros consolidados de PDVSA (en millones):

	Valores reconocidos a la fecha de adquisición	
	Dólares	Bolívares
Propiedades, plantas y equipos, neto (véase la nota 14) ⁽¹⁾	1.421	3.055
Inventarios	41	88
Documentos y cuentas por cobrar y otros activos	80	172
Deuda financiera	(99)	(213)
Cuentas por pagar a proveedores y otros pasivos	(343)	(737)
Activos netos incorporados	<u>1.100</u>	<u>2.365</u>

(1) Se presenta formando parte de las adquisiciones e incorporaciones del año 2008.

Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas

En enero de 1996, la filial CVP fue designada para que, mediante convenios de asociación con empresas inversionistas privadas, coordinara, controlara y supervisara las actividades relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en áreas nuevas: Golfo de Paria Este, Golfo de Paria Oeste y La Ceiba.

De acuerdo con lo establecido en estos convenios de asociación, CVP y los otros inversionistas constituyeron empresas mixtas para cada área bajo la forma de sociedades anónimas, cuyo capital social al 31 de diciembre de 2006 estaba representado por 35% en acciones poseídas por CVP y 65% por acciones poseídas por los otros inversionistas.

Durante el año 2007, producto de la Ley de Migración a empresas mixtas, los socios del convenio de asociación del área Golfo de Paria Este, firmaron el acuerdo de migración a la empresa mixta denominada Petrolera Paria, S.A.

Con respecto al convenio de asociación del área Golfo de Paria Oeste, durante el año 2007, los socios Conoco Venezuela, C.A. y Karimun Corporation (OPIC), se retiraron de la operación; por lo tanto, de acuerdo con la regulación del proceso de migración, el plan de desarrollo del proyecto continuó con los socios CVP y ENI Venezuela B.V. (ENI).

En relación con el convenio de asociación del área La Ceiba, durante el año 2007, los socios no firmaron el memorando de entendimiento para la migración a empresa mixta; por lo tanto, las actividades en esta área fueron asumidas por PDVSA. En ese año, CVP pagó a Petro-Canadá \$75 millones (Bs.161 millones) por concepto de finiquito del convenio de asociación de ésta área; y ExxonMobil promovió arbitrajes y medidas cautelares en contra de PDVSA, relacionadas con este proceso (véase la nota 29).

El 1° de noviembre de 2007, se publicó la aprobación de la Asamblea Nacional para la creación de las empresas mixtas y, durante el año 2008, fueron publicados los decretos de transferencia, con lo cual se completó el proceso de constitución de las siguientes empresas mixtas:

Empresa Mixta	Participación de PDVSA (%)	Área	Socios
Petrolera Paria, S.A.	60,00	Golfo de Paria Este	Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation (32%) e INE Oil & Gas Inc. (8%)
Petrosucre, S.A.	74,00	Golfo de Paria Oeste	ENI (26%)
Petrolera Güiría, S.A.	64,25	Golfo de Paria Central	ENI (19,50%) e INE Oil & Gas Inc. (16,25%)

Otras Empresas Mixtas Constituidas

Durante los años 2008 y 2007, fueron publicados los decretos de transferencia, con lo cual se completó el proceso de constitución de las siguientes empresas mixtas:

Empresa mixta	Participación de PDVSA (%)	Área	Socios
Petrolera IndoVenezolana, S.A.	60,00	San Cristóbal	ONGC Nile Ganga B.V. (40%)
Petrolera BieloVenezolana, S.A.	60,00	Guara Este Bloque X Lago	Estatal Unitaria "Unión de Empresas Productoras Belorusneft" (40%)
Petrozumano, S.A.	60,00	Zumano	CNPC Venezuela B. V. (40%)

Adicionalmente, fue constituida la empresa mixta Veneziran Oil Company, S.A. por CVP e Iran Marine Industrial Company (SADRA), con participación accionaria de 61% y 39%, respectivamente.

El 10 de marzo de 2009 se publicó en la Gaceta Oficial N° 39.117, la decisión de escoger a la empresa Petrovietnam Exploration Production Corporation Ltd o sus respectivas afiliadas, para que participen con CVP, en la constitución de la empresa mixta Petromacareo, S.A. con una distribución accionaria inicial de 60% para CVP y 40% para la mencionada empresa.

En Gaceta Oficial N° 39.189 del 29 de marzo de 2009, se autorizó a Petromacareo, S.A. para realizar las operaciones de exploración y mejoramiento de petróleo crudo extrapesado.

Acuerdos en Materia de Orimulsión®

En 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 determinar de manera definitiva la viabilidad del proyecto. Ese mismo año, la Asamblea Nacional autorizó a BITOR para constituir con CNODC una entidad denominada Orifuels Sinoven, S.A. (SINOVENSA).

Durante el primer trimestre del año 2006, BITOR cesó la producción de Orimulsión® en su módulo ubicado en Morichal (estado Monagas), con la finalidad de optimizar el valor del recurso natural y de utilizar el crudo extrapesado para mezclas, de conformidad con la política de "Plena Soberanía Petrolera". Como parte de un proceso de 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, BITOR, CNPC Exploration and Development Company Limited, Petrochina Fuel Oil Company Limited (PETROCHINA) y SINOVENSA, acordaron: a) formar una empresa mixta denominada Petrolera Sinovensa, S.A., para que se dedicara a la producción de petróleo crudo pesado y/o extrapesado, en la cual BITOR (o una de sus afiliadas o CVP), participaría accionariamente en 60%; b) transferir a esta empresa parte de los activos que eran propiedad de SINOVENSA; y c) para finiquitar los reclamos derivados de la terminación del Contrato de Suministro de Orimulsión®, BITOR pagaría a PETROCHINA, la suma de \$300 millones (Bs.645 millones), más intereses sobre el saldo no pagado.

El 1° de febrero de 2008, se publicó en la Gaceta Oficial N° 38.863, el decreto de transferencia 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 Faja Petrolífera del Orinoco), conformada por CVP y CNPC Venezuela B.V., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente.

Posterior al 1° de febrero de 2008 y según los términos del acuerdo para finiquitar los reclamos derivados de la terminación del Contrato de Orimulsión®, BITOR reconoció \$300 millones (Bs.645 millones) los cuales fueron pagados totalmente durante el año 2008 mediante descuentos sobre los montos que PDVSA Petróleo le facturó a PETROCHINA por concepto de ventas de hidrocarburos, quedando pendiente al 31 de diciembre de 2008, los intereses generados por \$22 millones (Bs.47 millones) incluidos en las acumulaciones y otros pasivos, los cuales fueron cancelados durante el año 2009 mediante descuentos en los montos facturados por PDVSA Petróleo a PETROCHINA.

Aporte Adicional del Accionista

El aporte de los activos netos durante el año 2008, para la constitución de las empresas mixtas Petromonagas, S.A., Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petrosucre, S.A., Petrolera Sinovensa, S.A., Petrozumano, S.A., Petrolera IndoVenezolana, S.A., Petrolera Paria, S.A., Petrolera Güiría, S.A. y Petrolera BieloVenezolana, S.A., tuvo los siguientes efectos sobre los estados financieros consolidados de PDVSA a la fecha de la transferencia (en millones):

	Valores reconocidos a la fecha de transferencia	
	Dólares	Bolívares
Propiedades, plantas y equipos, neto (véase la nota 14) ⁽¹⁾	14.367	30.889
Inventarios	313	673
Documentos y cuentas por cobrar y otros activos	489	1.051
Deuda financiera (véase la nota 22)	(450)	(968)
Cuentas por pagar a proveedores y otros pasivos	(1.597)	(3.433)
Activos netos incorporados	13.122	28.212
Valores en libros de activos netos transferidos por PDVSA	(6.761)	(14.537)
Aporte adicional del Accionista (véase la nota 21)	<u>6.361</u>	<u>13.675</u>

- (1) Como resultado de este proceso, PDVSA incrementó sus propiedades, plantas y equipos en \$7.432 millones (Bs.15.980 millones), que se presentan como activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 14). El valor según libros de las propiedades, plantas y equipo, neto transferido para la constitución de las empresas mixtas antes indicadas es de \$6.935 millones (Bs.14.909 millones).

(b) *Migración de Convenios Operativos a Empresas Mixtas*

Para dar cumplimiento al “Contrato para la Conversión a Empresa Mixta” aprobado el 31 de marzo de 2006 por la Asamblea Nacional, en el cual se establece la extinción automática de los convenios operativos a partir de esa fecha, en febrero de 2008, PDVSA suscribió un acuerdo de finiquito con la compañía italiana ENI Dación B.V., a través del cual adquirió el control total del campo Dación, ubicado en el estado Anzoátegui. El monto de la compensación reconocida a ENI Dación B.V. fue de \$730 millones (Bs.1.570 millones), el cual se incluye en el estado consolidado de resultados integrales en el rubro de otros egresos (ingresos), neto, con crédito a acumulaciones y otros pasivos (véanse las notas 11 y 25). El pago de este monto se hará en siete años, generará intereses a una tasa LIBOR más un punto porcentual (LIBOR+1%), y tendrá como soporte el flujo de caja de Petrosucre, S.A., empresa mixta donde ENI participa como socio minoritario. Los intereses generados por este contrato se incluyen en los resultados consolidados integrales de cada período dentro de los gastos financieros, y el monto por pagar se presenta en el rubro de acumulaciones y otros pasivos (véanse las notas 12 y 25).

(c) *Convenios Energéticos con Países de Latinoamérica y del Caribe*

El Gobierno 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 por, aproximadamente, 817 MBD y 514 MBD para los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.

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 (véanse las notas 13, 16 y 30). Los acuerdos serán efectivos por un año y pueden renovarse por acuerdo mutuo entre las partes involucradas.

(9) Activos Mantenidos para la Venta y Operaciones Descontinuadas

Al 31 de diciembre de 2009, la Compañía no mantiene activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta. Al 31 de diciembre de 2008, los activos no corrientes o grupo enajenable de activos y pasivos mantenidos para la venta comprenden lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de 2008	
	Dólares	Bolívares
Activos mantenidos para la venta -		
Planta de lubricantes y cera - Refinería		
Lake Charles y un terminal	97	209
Entidades del sector eléctrico ⁽¹⁾	3.744	8.049
Total	<u>3.841</u>	<u>8.258</u>
Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta -		
Entidades del sector eléctrico ⁽¹⁾	<u>1.817</u>	<u>3.907</u>

(1) Conformados principalmente por propiedades, plantas y equipos y deuda financiera.

En agosto de 2008, CITGO inició gestiones para la venta de una planta de lubricantes y cera, ubicada en la refinería de Lake Charles - Louisiana, Estados Unidos de América. En septiembre de 2009, se decidió culminar las gestiones para la venta de esta planta, por lo que se reclasificó de activos mantenidos para la venta al rubro propiedades plantas y equipos.

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 (véase la nota 33-h). En Asamblea Extraordinaria de Accionista del 30 de junio de 2009, se aprobó la cesión y transferencia de las acciones de estas entidades del sector eléctrico a CORPOELEC, a su valor en libros al 30 de junio de 2009 de \$1.602 millones (Bs.3.444 millones) (véanse las notas 21 y 30).

Durante el año 2008, PDVSA realizó la venta de los siguientes activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta, y filial presentada como operaciones descontinuadas:

- Propiedades, plantas y equipos e inventarios de dos refinerías de asfalto propiedad de CITGO Asphalt Refining Company (CARCO), filial de CITGO, ubicadas en Paulsboro - New Jersey y Savannah - Georgia, en los Estados Unidos de América. Por esta venta, CITGO recibió \$802 millones (Bs.1.724 millones) en efectivo, y reconoció una ganancia por la venta de estos activos de \$318 millones (Bs.684 millones), que se incluye en el estado consolidado de resultados integrales, en el rubro de ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta.
- Propernijn, N.V. (filial de Propernyn, B.V.), ubicada en las Antillas Holandesas, y sus filiales Baproven Limited (BAPROVEN), Bahamas Oil Refining Company Internacional Limited (BORCO), Borco Towing Company Limited (BORTOW), Freeport Trading Co. Ltd. (FREETRADE) y Marine Agent & Brokers Ltd. (MARBROK), ubicadas en las Bahamas. Por esta venta, Propernyn, B.V. recibió \$797 millones (Bs.1.714 millones) en efectivo, y reconoció una ganancia de \$680 millones (Bs.1.462 millones), que se incluye en el estado consolidado de resultados integrales, en el rubro de ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta.
- La totalidad de las acciones de la filial Productos Especiales, C.A. (Proesca) a la empresa relacionada Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN), la cual es propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. Por esta venta, realizada a valores en libros, los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 incluyen \$49 millones (Bs.105 millones) por cobrar a PEQUIVEN.

La ganancia atribuible a las operaciones descontinuadas, fue la siguiente (en millones):

	Año terminado el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Proesca -				
Otros ingresos - ganancia neta (véase la nota 15)	-	3	-	6
Entidades del sector eléctrico -				
Ventas	414	951	890	2.045
Costos y gastos	670	911	1.441	1.959
(Pérdida) ganancia antes de impuesto sobre la renta	(256)	40	(551)	86
Beneficio por impuesto sobre la renta diferido - (véase la nota 13)	22	14	48	31
(Pérdida) ganancia neta	(234)	54	(503)	117
Total (pérdida) ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto (véase la nota 13-a)	<u>(234)</u>	<u>57</u>	<u>(503)</u>	<u>123</u>

Los movimientos del efectivo (usado en) provisto por las operaciones descontinuadas, son los siguientes (en millones):

	Año terminado el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Efectivo (usado en) provisto por las actividades operacionales	(17)	430	(37)	925
Efectivo usado en las actividades de inversión	(84)	(502)	(181)	(1.079)
Efectivo (usado en) provisto por las actividades de financiamiento	<u>(7)</u>	<u>344</u>	<u>(15)</u>	<u>740</u>

Durante el año 2008, según los estudios efectuados no existen indicios de deterioro, por lo cual no se reconocieron pérdidas por este concepto, relacionadas con los activos no corrientes o grupos enajenables de activos y pasivos mantenidos para la venta.

(10) Nuevas Filiales

(a) Filiales Constituidas

El 11 de junio de 2009, la filial Palmaven, S.A. conjuntamente con la Gobernación del estado Barinas, constituyó la empresa Corporación Socialista Barinesa de Infraestructura, S.A. (CORSOBAIN), la cual tiene por objeto la venta de mezcla asfáltica, producto asfáltico, concreto premezclado y material de agregados, así como la elaboración y ejecución de programas, proyectos y obras de naturaleza civil.

El 1° de julio de 2009, la filial PDVSA Servicios, S.A. constituyó la empresa PDVSA Operaciones Acuáticas, S.A. con la finalidad de realizar actividades en espacios acuáticos, en el marco de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (véanse las notas 14, 25 y 33-c).

Con base en la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, publicada el 18 de septiembre de 2008 en Gaceta Oficial N° 39.019, en octubre de 2008 se constituyó PDVSA Empresa Nacional de Transporte, C.A., con el objeto de asumir la actividad de intermediación para el suministro de combustibles líquidos realizada entre PDVSA y los establecimientos dedicados a su expendio (véanse las notas 14, 25 y 33-g).

De conformidad con los lineamientos establecidos por el Ejecutivo Nacional y en los planes estratégicos de la Compañía, durante el año 2008, fueron constituidas las siguientes filiales totalmente poseídas por PDVSA: Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL); PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.; PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.; y PDVSA Naval, S.A.

(b) Filiales Adquiridas

Durante el año 2009 fueron adquiridas las siguientes compañías:

- El 29 de junio de 2009, PDVSA Industrial, S.A. (PDVSA Industrial) suscribió un contrato de compra-venta por \$59 millones (Bs.127 millones) con Nyala Trading, S.L. por la totalidad de las acciones de la compañía Tuberías Helicoidales, C.A. (TUBHELCA). Al 31 de diciembre de 2009, se han pagado \$29 millones (Bs.62 millones) por esta transacción, y a esa misma fecha, se incluyen en acumulaciones y otros pasivos \$30 millones (Bs.64 millones) como cuentas por pagar por adquisición de filiales y, en cuentas por cobrar no corrientes y otros activos \$10 millones (Bs.22 millones) por concepto de la plusvalía generada en esta adquisición.
- El 25 de junio de 2008, se publicó en Gaceta Oficial N° 38.959 la Resolución N° 006620 del Ministerio del Poder Popular para la Defensa, mediante la cual se transfieren 60% de las acciones comunes (724.034), no convertibles al portador, nominativas, de Diques y Astilleros Nacionales, C.A. (DIANCA) a PDVSA. El 18 de junio de 2009, se formalizó el traspaso legal de estas acciones a PDVSA. Al 31 de diciembre de 2009, se incluye en el patrimonio consolidado de la Compañía \$19 millones (Bs.41 millones) como aporte adicional del Accionista, por concepto de este traspaso (véase la nota 21).
- El 13 de marzo de 2009, PDVSA Agrícola, S.A. (PDVSA Agrícola) suscribió un contrato de compra-venta con Kirov Trading e Servicios Internacionais LDA por la totalidad de las acciones de la compañía Inversiones Wheat Mills, C.A. El monto pagado por esta compañía fue de \$36 millones (Bs.77 millones). El estado consolidado de resultados integrales del año 2009, incluye en otros egresos (ingresos) neto, \$8 millones (Bs.17 millones) correspondientes al exceso del valor de los activos sobre el costo de la adquisición.

La adquisición de las acciones de estas compañías, condujo a la toma de su control operacional y financiero, y generó los siguientes efectos sobre los estados financieros consolidados de PDVSA a la fecha de su compra o traspaso (en millones):

	Valores reconocidos a la fecha de adquisición							
	Entidad adquirida con plusvalía		Entidad adquirida con exceso del valor de los activos sobre el costo		Entidad transferida por el Accionista		Total	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Propiedades, plantas y equipos, neto (véase la nota 14)	68	146	45	96	57	123	170	365
Documentos y cuentas por cobrar y otros activos	19	41	1	2	198	426	218	469
Cuentas por pagar a proveedores y otros pasivos	(51)	(110)	(2)	(4)	(224)	(482)	(277)	(596)
Intereses no controladores	-	-	-	-	(12)	(26)	(12)	(26)
Activos y pasivos identificados, netos	<u>36</u>	<u>77</u>	<u>44</u>	<u>94</u>	<u>19</u>	<u>41</u>	<u>99</u>	<u>212</u>
Plusvalía (véanse las notas 3-a y 16)	10	22	-	-	-	-	10	22
Exceso del valor de los activos netos adquiridos sobre el costo (véanse las notas 3-a y 11)	-	-	(8)	(17)	-	-	(8)	(17)
Aporte adicional del Accionista	-	-	-	-	19	41	19	41
Cuentas por pagar a proveedores (véase la nota 26)	<u>(30)</u>	<u>(65)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(30)</u>	<u>(65)</u>
Pago en efectivo	16	34	36	77	-	-	52	111
Efectivo adquirido	<u>(2)</u>	<u>(4)</u>	<u>(7)</u>	<u>(15)</u>	<u>(29)</u>	<u>(62)</u>	<u>(38)</u>	<u>(81)</u>
Efectivo pagado, neto de efectivo adquirido	<u>14</u>	<u>30</u>	<u>29</u>	<u>62</u>	<u>(29)</u>	<u>(62)</u>	<u>14</u>	<u>30</u>

PDVSA utilizó los mejores valores disponibles a las fechas de compra para la asignación del precio pagado por los activos y pasivos adquiridos. La gerencia aún se encuentra en proceso de revisión y determinación de los valores razonables que finalmente deberán considerarse en la determinación de los valores a ser reconocidos por dicha adquisición, y en un plazo no mayor a un año, reconocerá cualquier efecto en el importe en libros de los activos, pasivos, pasivos contingentes identificables y en la plusvalía (véase la nota 3-a).

Durante el año 2008 fueron adquiridas otras compañías, siendo las más importantes Centro de Almacenes Congelados, C.A. (CEALCO), Indugram, C.A., Productos La Fina, C.A., Industrias Diana, C.A., Palmeras Diana del Lago, C.A., Astilleros Navales Venezolanos, S.A. (Astinave) y un grupo de compañías cuya actividad principal es la producción y distribución de productos lácteos, siendo la más importante Lácteos Los Andes, C.A.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

La adquisición de las acciones de estas compañías del sector alimentos e industrial durante el año 2008, condujo a la toma de su control operacional y financiero, y generó los siguientes efectos sobre los estados financieros consolidados de PDVSA a la fecha de compra (en millones):

	Valores reconocidos a la fecha de adquisición					
	Entidades adquiridas con plusvalía		Entidades adquiridas con exceso del valor de los activos sobre el costo		Total	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Propiedades, plantas y equipos, neto (véase la nota 14)	136	294	142	306	278	600
Documentos cuentas por cobrar y otros	107	230	121	260	228	490
Deuda financiera (véase la nota 22)	(17)	(37)	(21)	(45)	(38)	(82)
Cuentas por pagar a proveedores y otros pasivos	(68)	(146)	(109)	(234)	(177)	(380)
Intereses no controladores	(2)	(4)	-	-	(2)	(4)
Activos y pasivos identificados, netos	<u>156</u>	<u>337</u>	<u>133</u>	<u>287</u>	<u>289</u>	<u>624</u>
Plusvalía (véanse las notas 2-a y 16)	301	646	-	-	301	646
Exceso del valor de los activos netos adquiridos sobre el costo (véanse las notas 3-a y 11)	-	-	(8)	(18)	(8)	(18)
Cuentas por pagar a proveedores (véase la nota 26)	<u>(193)</u>	<u>(416)</u>	<u>(60)</u>	<u>(129)</u>	<u>(253)</u>	<u>(545)</u>
Pago en efectivo	264	567	65	140	329	707
Efectivo adquirido	<u>(7)</u>	<u>(15)</u>	<u>(7)</u>	<u>(15)</u>	<u>(14)</u>	<u>(30)</u>
Efectivo pagado, neto de efectivo adquirido	<u>257</u>	<u>552</u>	<u>58</u>	<u>125</u>	<u>315</u>	<u>677</u>

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las compañías adquiridas durante cada año aportaron utilidades por \$12 millones (Bs.26 millones) y \$38 millones (Bs.82 millones), respectivamente. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1° de enero, la gerencia estima que los ingresos consolidados y la ganancia integral consolidada de PDVSA hubiese ascendido a \$75.632 millones (Bs.162.609 millones) y \$8.771 millones (Bs.18.858 millones), respectivamente, para el año terminado el 31 de diciembre de 2009; y a \$127.923 millones (Bs.273.680 millones) y \$9.470 millones (Bs.20.361 millones), respectivamente, para el año terminado el 31 de diciembre de 2008.

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, los estados consolidados de resultados integrales incluyen ventas de estas compañías adquiridas durante cada año por \$5 millones (Bs.11 millones) y \$1.072 millones (Bs.2.305 millones), respectivamente, cuyo costo de ventas asociado ascendió a \$5 millones (Bs.11 millones) y \$693 millones (Bs.1.490 millones), respectivamente.

(c) Otras Adquisiciones

Adicionalmente, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, se han realizado negociaciones para la adquisición de compañías sobre las cuales PDVSA se encuentra en proceso de asumir el control de las políticas financieras y operacionales, y las cuales se presentan formando parte de los gastos pagados por anticipado y otros activos, como inversiones al costo (véase la nota 20). Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2009, no se han realizado pagos con relación a estos contratos y el saldo por pagar se incluye en el estado de situación financiera consolidada al 31 de diciembre de 2009, en acumulaciones y otros pasivos como cuentas por pagar por adquisición de filiales (véase la nota 25). A continuación se resumen estas transacciones:

- El 29 de diciembre de 2009, PDVSA Petróleo celebró contratos de compra-venta con la C.A. La Electricidad de Caracas (EDC) por la totalidad de las acciones de las compañías Generación de Vapor, C.A. (GENEVAPCA) y Phoenix Internacional, C.A. (Phoenix) por \$332 millones (Bs.714 millones) y \$12 millones (Bs.26 millones), respectivamente.
- El 4 de noviembre de 2009, PDVSA Industrial, S.A. suscribió un contrato de compra-venta por \$198 millones (Bs.426 millones) con Verhover Investments B.V. por 80% de las acciones de la compañía Venezuelan Heavy Industries, C.A. (VHICOA).
- El 21 de octubre de 2009, PDVSA Industrial celebró un contrato de compra-venta con Lempira Trading, S.A. por la totalidad de las acciones de la compañía Soldaduras y Tuberías de Oriente, C.A. (SOLTUCA) por \$215 millones (Bs.462 millones).
- El 19 de junio de 2009, PDVSA Agrícola suscribió un contrato de compra-venta para adquirir la totalidad de las acciones de las compañías Lácteos Las Matas, C.A., Agropecuarias Las Matas, C.A., Agropecuaria Coisan, C.A. y Agropecuaria Torunos, C.A. El monto total pagado por PDVSA Agrícola a los vendedores fue de \$23 millones (Bs.50 millones).

(11) Otros Egresos, Neto

A continuación se presenta el detalle de los otros egresos, neto (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Provisión para litigios y otros reclamos (véanse las notas 24 y 29)	139	1.200	299	2.580
Deterioro del valor de los activos (véase la nota 14)	136	556	293	1.196
Revisión de pérdidas por deterioro (véase la nota 14)	(40)	(187)	(87)	(401)
Otros gastos tributarios	108	148	232	318
Indemnización a ENI Dación B.V. (véase la nota 8-b)	-	730	-	1.570
Otros ingresos por servicios a terceros	(309)	(206)	(664)	(443)
Obras en progreso canceladas (véase la nota 14)	127	5	273	11
Estimación por obsolescencia de inventarios (véase la nota 18)	49	129	105	277
Costo por crédito fiscal no recuperable	202	84	434	181
Exceso de activos netos adquiridos sobre el costo de la inversión (minusvalía) (véase la nota 10)	(8)	(8)	(17)	(18)
Otros egresos no operacionales	3	(201)	7	(432)
	<u>407</u>	<u>2.250</u>	<u>875</u>	<u>4.839</u>

(12) (Ingresos) Gastos Financieros

A continuación se presenta un resumen de los (ingresos) gastos financieros (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Ingresos financieros	<u>(5.873)</u>	<u>(1.580)</u>	<u>(12.627)</u>	<u>(3.397)</u>
Gastos financieros -				
Gastos de financiamiento (véanse las notas 8-b y 22)	471	770	1.013	1.655
Ajustes al valor razonable de activos financieros (véanse las notas 13 y 16)	40	516	86	1.108
Costo de obligaciones por retiro de activos (véanse las notas 3-d y 3-u)	116	69	249	148
Otros gastos financieros	208	425	447	916
	<u>835</u>	<u>1.780</u>	<u>1.795</u>	<u>3.827</u>

Ingreso financiero por emisión y colocación de bonos

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, la Compañía emitió bonos de deuda financiera denominados en dólares (véase la nota 22) por un monto nominal de \$6.261 millones (Bs.13.461 millones). 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 (Bs.21.646 millones).

Rendimiento de fondos de Inversión

En el proceso de administrar los fondos autorizados por el BCV (véase la nota 4), PDVSA ha celebrado acuerdos de suscripción con entidades financieras del exterior a través de los cuales se efectúan inversiones temporales mediante la adquisición de “cuotas” denominadas en dólares, con rendimientos variables y vencimientos menores a tres meses. Las principales condiciones establecidas en esos acuerdos de suscripción son las siguientes:

- Cada cuota es suscrita y pagada por PDVSA en dólares.
- Los fondos de inversión efectúan las inversiones previamente acordadas con PDVSA y tienen la obligación contractual de redimir las cuotas suscritas a la fecha de vencimiento establecida.
- Las cuotas son redimibles en la divisa que exija PDVSA, y el acuerdo establece la metodología de cálculo para redimir las cuotas suscritas y el monto del rendimiento generado.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Durante los años 2009 y 2008, PDVSA suscribió cuotas por aproximadamente \$710 millones (Bs1.527 millones) y \$2.195 millones (Bs.4.719 millones), respectivamente, generando rendimientos por aproximadamente \$1.018 millones (Bs.2.269 millones) y \$1.213 millones (Bs.2.608 millones), respectivamente. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, PDVSA no tenía fondos colocados en estas inversiones temporales.

Recompra de deuda y operación de pago a proveedores

Durante el mes de diciembre de 2009, la Compañía realizó operaciones de recompra de bonos emitidos en octubre de 2009 con vencimientos en los años 2014, 2015 y 2016 (véase la nota 22). En esta operación, PDVSA reconoció una ganancia de \$170 millones (Bs.365 millones), originada por la diferencia entre el valor contable de la deuda y el valor de adquisición de esos bonos. Posteriormente, PDVSA realizó una transacción financiera mediante la cual entregó estos bonos para pagar ciertas obligaciones pendientes con proveedores. Los bonos están denominados en dólares y fueron recibidos por los proveedores a un valor acordado en bolívares.

Por esta transacción PDVSA reconoció una ganancia de \$264 millones (Bs.568 millones), originada por la diferencia entre el valor contable de las cuentas por pagar a proveedores y el valor acordado de recepción de estos bonos por parte de los proveedores en la negociación. Con cada uno de los proveedores involucrados se realizó un contrato de finiquito en relación a los saldos pagados por PDVSA mediante esta operación de extinción de deudas.

(13) Impuestos y Regalías

Un resumen de los impuestos y regalías que afectan las operaciones consolidadas de PDVSA se presenta a continuación (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Impuesto sobre la renta:				
Operaciones continuas -				
Gasto estimado de impuesto sobre la renta:				
Venezuela (véase la nota 30)	5.841	6.952	12.558	14.946
Exterior	(17)	411	(37)	884
	<u>5.824</u>	<u>7.363</u>	<u>12.522</u>	<u>15.830</u>
Beneficio de impuesto sobre la renta diferido:				
Venezuela	(2.938)	(3.821)	(6.317)	(8.215)
Exterior	444	739	955	1.589
	<u>(2.494)</u>	<u>(3.082)</u>	<u>(5.362)</u>	<u>(6.626)</u>
Gasto de impuesto sobre la renta, operaciones continuas	<u>3.330</u>	<u>4.281</u>	<u>7.160</u>	<u>9.204</u>
Operaciones descontinuadas (véase la nota 9) -	<u>(22)</u>	<u>(14)</u>	<u>(48)</u>	<u>(31)</u>
Total impuesto sobre la renta	<u>3.308</u>	<u>4.267</u>	<u>7.112</u>	<u>9.173</u>
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos:				
Regalías	10.066	20.067	21.642	43.144
Impuesto por ventajas especiales	304	368	654	791
Impuesto de extracción	1.704	2.487	3.664	5.347
Impuesto superficial	391	146	841	314
Impuesto de registro de exportación	52	76	112	163
Impuesto al consumo general	367	227	789	488
Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito y el Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas (LOATICSEP) (véase la nota 33-g)	476	91	1.022	196
Total regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	<u>13.360</u>	<u>23.462</u>	<u>28.724</u>	<u>50.443</u>

(a) Impuestos sobre la renta

La conciliación entre la tasa nominal y la tasa efectiva consolidada de impuesto sobre la renta para cada año se presenta a continuación:

	Períodos terminados el 31 de diciembre de					
	2009			2008		
	%	Millones		%	Millones	
Dólares		Bolívares	Dólares		Bolívares	
Ganancia neta:						
Operaciones continuas		4.628	9.951		9.434	20.284
Operaciones descontinuadas (véase la nota 9)		(234)	(503)		57	123
		<u>4.394</u>	<u>9.448</u>		<u>9.491</u>	<u>20.407</u>
Impuesto sobre la renta:						
Operaciones continuas		3.330	7.160		4.281	9.204
Operaciones descontinuadas (véase la nota 9)		(22)	(48)		(14)	(31)
		<u>3.308</u>	<u>7.112</u>		<u>4.267</u>	<u>9.173</u>
Ganancia neta (de operaciones continuas y operaciones descontinuadas) antes de impuesto		<u>7.702</u>	<u>16.560</u>		<u>13.758</u>	<u>29.580</u>
Tasa nominal de impuesto sobre la renta del sector petrolero	50,0	3.851	8.280	50,0	6.879	14.791
Ajuste fiscal por inflación y efecto por conversión a dólares	13,2	1.014	2.180	(23,7)	(3.257)	(7.003)
Pérdidas no realizadas en instrumentos financieros	4,3	332	714	0,8	109	234
Pérdidas fiscales	(14,0)	(1.079)	(2.320)	(3,6)	(491)	(1.056)
Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM)	(0,0)	(1)	(2)	(0,1)	(7)	(15)
Efecto renta extraterritorial	0,7	54	116	3,1	425	914
Provisiones de naturaleza permanente	3,8	290	624	1,1	145	312
Efecto de filiales que tributan a tasas menores	(11,2)	(866)	(1.862)	(3,6)	(495)	(1.064)
Participación en los resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	0,0	1	2	(0,1)	(11)	(24)
Impuesto al dividendo	0,5	37	80	4,2	578	1.243
Diferencias de bases en propiedades, plantas y equipos	(13,3)	(1.027)	(2.208)	(6,5)	(898)	(1.931)
Otras ingresos financieros	16,5	1.267	2.724			
Otras diferencias, neto	(5,3)	(412)	(888)	1,0	140	299
Tasa efectiva en Venezuela	45,2	3.461	7.440	22,7	3.117	6.700
Efecto de filiales del exterior	(2,0)	(153)	(328)	8,4	1.150	2.473
Tasa efectiva	43,2	<u>3.308</u>	<u>7.112</u>	31,0	<u>4.267</u>	<u>9.173</u>

(b) Traslado de Pérdidas Fiscales

La Ley de Impuesto sobre la Renta vigente, permite el traslado de pérdidas fiscales hasta por los tres años siguientes al que se causaren para compensar rentas gravables futuras, salvo las pérdidas provenientes de la aplicación del sistema de ajuste fiscal por inflación, las cuales, son trasladables hasta por un año.

Al 31 de diciembre de 2009, existen créditos fiscales correspondientes a pérdidas fiscales extraterritoriales trasladables por aproximadamente \$1.402 millones (Bs.3.016 millones), que vencen \$613 millones (Bs.1.318 millones) en el 2011 y \$789 millones (Bs.1.698 millones) en el 2012.

(c) Ajuste Fiscal por Inflación

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

(d) Precios de Transferencias

De conformidad con la Ley de Impuesto sobre la Renta, los contribuyentes sujetos a este impuesto que lleven a cabo operaciones de importación, exportación y préstamos con empresas relacionadas domiciliadas en el extranjero, están obligados a determinar sus ingresos, costos y deducciones aplicando la metodología estipulada en dicha Ley. PDVSA ha obtenido los estudios técnicos de precios de transferencias desarrollados con base en la metodología establecida en la Ley, cuyos efectos para cada filial, si los hubiere, se incluyen en la determinación de la renta fiscal de cada año.

(e) ***Alicuota de Impuesto sobre la Renta***

La Ley de Impuesto sobre la Renta vigente en Venezuela establece una alícuota general de 50% para las compañías dedicadas a la explotación de hidrocarburos y actividades conexas, y elimina la aplicación de la alícuota de 34% respecto de las empresas que se hubieren constituido bajo Convenios de Asociación celebrados conforme a la derogada Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos. Quedan sujetas, sin embargo, a la alícuota de 34% únicamente las empresas que realicen actividades integradas o no, de exploración y explotación del gas no asociado, de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes o, que se dediquen exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudos pesados y extrapesados. La tarifa de impuesto sobre la renta aplicable para las principales filiales del exterior es de 35%.

(f) ***Impuesto sobre la Renta Diferido***

Los movimientos del activo (pasivo) por impuesto sobre la renta diferido en los resultados de cada año son los siguientes (en millones):

	2007	Beneficio	2008	Beneficio	2009
	Activo	(gasto)	Activo	(gasto)	Activo
	(pasivo)	reconocido	(pasivo)	reconocido	(pasivo)
	_____	_____	_____	_____	_____
<i>Dólares -</i>					
Beneficios a los empleados y otros					
beneficios post-retiro	897	1.095	1.992	1.081	3.073
Propiedades, plantas y equipos	382	1.201	1.583	846	2.429
Regalías por pagar	219	(36)	183	51	234
Costos financieros capitalizados	(107)	(154)	(261)	(48)	(309)
Inversiones en afiliadas y entidades					
controladas de forma conjunta	(37)	(76)	(113)	(1)	(114)
Inventarios	438	531	969	(558)	411
Créditos fiscales y pérdidas fiscales					
trasladables	11	-	11	-	11
Pagos de dividendos	(500)	150	(350)	170	(180)
Provisiones	1.392	557	1.949	383	2.332
Disposiciones especiales	-	102	102	413	515
Pérdida no realizada en instrumentos					
financieros	-	(39)	(39)	35	(4)
Otros	246	(249)	(3)	122	119
	2.941	3.082	6.023	2.494	8.517
	_____	_____	_____	_____	_____
<i>Bolívares -</i>					
Beneficios a los empleados y otros					
beneficios post-retiro	1.929	2.354	4.283	2.324	6.607
Propiedades, plantas y equipos	821	2.582	3.403	1.819	5.222
Regalías por pagar	471	(77)	394	110	504
Costos financieros capitalizados	(230)	(331)	(561)	(103)	(664)
Inversiones en afiliadas y entidades					
controladas de forma conjunta	(79)	(163)	(242)	(2)	(244)
Inventarios	942	1.142	2.084	(1.200)	884
Créditos fiscales y pérdidas fiscales					
trasladables	24	-	24	-	24
Pagos de dividendos	(1.076)	322	(754)	366	(389)
Provisiones	2.993	1.197	4.190	823	5.014
Disposiciones especiales	-	219	219	888	1.107
Pérdida no realizada en instrumentos					
financieros	-	(84)	(84)	75	(9)
Otros	528	(535)	(7)	263	256
	6.323	6.626	12.949	5.363	18.312
	_____	_____	_____	_____	_____

(g) Regalías

De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos de mayo de 2006, la regalía se paga con base en el petróleo crudo producido y el gas natural procesado en Venezuela. Se establece una tasa de 30% sobre los volúmenes de hidrocarburo y gas natural producidos en áreas tradicionales (aplicables a PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y las empresas mixtas, incluyendo las creadas en la Faja Petrolífera del Orinoco; antiguas Asociaciones Estratégicas).

De acuerdo con instrucciones del Ejecutivo Nacional, en el marco de los convenios de Cooperación Energética (véase la nota 8-c) y del Convenio de Constitución del Fondo Conjunto Chino-Venezolano (véase la nota 31); durante el año 2009, PDVSA despachó petróleo crudo y productos por \$4.157 millones (Bs.8.938 millones) y \$4.055 millones (Bs.8.718 millones), respectivamente. Según lo establecido en el Artículo N° 45 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, estos volúmenes entregados por cuenta de la República, son considerados como el cumplimiento de parte de la obligación que tiene PDVSA por concepto de regalía.

A partir del año 2008, por resolución del MENPET, PDVSA ha descontado del gasto de regalía el diferencial entre el precio de liquidación de regalía y \$35 por barril de los volúmenes subsidiados destinados al mercado interno.

(h) 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.

(i) 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 2% anual durante los primeros cinco años y, 5% en los años subsiguientes.

(j) Impuesto de Registro de Exportación

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 al que se venda al comprador de dichos hidrocarburos. Este impuesto se comenzó a aplicar a partir del 24 de mayo de 2006, con una vigencia efectiva de sesenta (60) días continuos contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial.

(k) Impuesto al Valor Agregado (IVA)

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. Los montos pendientes por recuperar no generan intereses. A continuación se muestra un resumen consolidado del movimiento de los créditos fiscales por recuperar o compensar (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Montos por recuperar o compensar al inicio del año	6.344	5.576	13.640	11.988
Generados durante el año	1.482	1.499	3.186	3.223
Recuperados durante el año (véase la nota 29)	-	(682)	-	(1.466)
Ajuste por valor razonable (véase la nota 12)	(211)	(49)	(454)	(105)
Montos por recuperar o compensar al final del año (véase la nota 30)	7.615	6.344	16.372	13.640
Menos, porción corriente	7.615	2.936	16.372	6.313
Porción no corriente	-	3.408	-	7.327

La gerencia considera que las gestiones y acuerdos alcanzados con el Fisco Nacional, le permitirá recuperar estos créditos fiscales durante el año 2010.

Del saldo de los créditos fiscales por recuperar al 31 de diciembre de 2009 y 2008, aproximadamente \$167 millones (Bs.357 millones) y \$184 millones (Bs.395 millones), respectivamente corresponden a las filiales relacionadas con las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

(l) *Impuesto de Consumo General*

Las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela y en los Estados Unidos de América causan impuestos de consumo.

En Venezuela y los Estados Unidos de América, 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 la entidades gubernamentales sin efecto en los resultados integrales consolidados; durante los años 2009 y 2008, los montos de estos impuestos fueron aproximadamente de \$377 millones (Bs.811 millones) y \$533 millones (Bs.1.145 millones), respectivamente, en Venezuela; y \$2.107 millones (Bs.4.530 millones) y \$2.389 millones (Bs.5.136 millones), respectivamente, en Estados Unidos de América.

Adicionalmente en Venezuela la filial Deltaven paga este impuesto y lo reconoce como gasto de operación, en los resultados consolidados integrales. Durante los años 2009 y 2008, el monto de este impuesto en esta filial fue de aproximadamente \$367 millones (Bs.789 millones) y \$227 millones (Bs.488 millones), respectivamente.

(m) *Otros Impuestos*

Las Empresas Mixtas están sujetas al pago de ventajas especiales, determinadas 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.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(14) Propiedades, Plantas y Equipos

Las propiedades, plantas y equipos comprenden lo siguiente (en millones):

Dólares –

	Pozos e instalaciones de producción	Plantas y facilidades de refinación	Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo, gas y productos	Terrenos, edificios y construcciones	Maquinaria y equipos	Unidades de transporte terrestre, marítimas y aéreas	Servicios de apoyo industrial, de campamento y otros	Obras en progreso	Totales
Costo:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	49.798	15.182	7.284	3.416	9.705	1.704	6.328	15.562	108.979
Adquisiciones e incorporaciones	1.370	374	33	356	127	144	173	15.836	18.413
Costo de activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 8-a)	910	3.598	1.427	242	8	5	94	1.148	7.432
Transferencias y capitalizaciones	3.502	892	824	75	126	272	127	(5.818)	-
Ventas y desincorporaciones	(28)	(212)	(1)	(24)	(26)	(87)	(55)	(7)	(440)
Obligaciones por retiro de activos	908	-	-	-	-	-	-	-	908
Otros (véase la nota 11)	127	(50)	34	54	(219)	7	(34)	(318)	(399)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	56.587	19.784	9.601	4.119	9.721	2.045	6.633	26.403	134.893
Adquisiciones e incorporaciones	357	637	169	158	264	409	447	13.958	16.399
Transferencias y capitalizaciones	5.222	393	811	115	131	269	131	(7.072)	-
Ventas y desincorporaciones	(31)	(116)	(10)	(6)	(3)	(15)	(4)	-	(185)
Obligaciones por retiro de activos	40	-	-	-	-	-	-	-	40
Otros	172	(97)	6	224	104	48	75	(777)	(245)
Efectos de la inflación en la conversión	-	2	14	162	381	79	149	244	1.031
Saldos al 31 de diciembre de 2009	62.347	20.603	10.591	4.772	10.598	2.835	7.431	32.756	151.933
Depreciación y amortización:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	29.785	7.687	5.343	2.555	5.613	1.211	4.349	-	56.543
Depreciación y amortización	2.588	1.547	449	145	124	98	269	-	5.220
Ventas y desincorporaciones	(15)	(152)	(8)	(17)	(23)	(8)	(55)	-	(278)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(183)	349	46	8	(4)	42	111	-	369
Obligaciones por retiro de activos	(3)	-	-	-	-	-	-	-	(3)
Otros	4	41	6	19	(45)	3	4	-	32
Saldos al 31 de diciembre de 2008	32.176	9.472	5.836	2.710	5.665	1.346	4.678	-	61.883
Depreciación y amortización	2.853	1.705	444	202	155	156	279	-	5.794
Ventas y desincorporaciones	(12)	(113)	(7)	(5)	(3)	(11)	(3)	-	(154)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	18	72	3	(36)	31	12	(4)	-	96
Otros	77	28	34	79	59	15	4	-	296
Efectos de la inflación en la conversión	-	-	7	36	309	61	148	-	561
Saldos al 31 de diciembre de 2009	35.112	11.164	6.317	2.986	6.216	1.579	5.102	-	68.476
Total costo neto al 31 de diciembre de 2009	27.235	9.439	4.274	1.786	4.382	1.256	2.329	32.756	83.457
Total costo neto al 31 de diciembre de 2008	24.411	10.312	3.765	1.409	4.056	699	1.955	26.403	73.010

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívares –

	Pozos e instalaciones de producción	Plantas y facilidades de refinación	Instalaciones de almacenamiento y transporte de petróleo crudo, gas y productos	Terrenos, edificios y construcciones	Maquinaria y equipos	Unidades de transporte terrestre, marítimas y aéreas	Servicios de apoyo industrial, de campamento y otros	Obras en progreso	Totales
Costo:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	107.066	32.641	15.661	7.342	20.868	3.648	13.605	33.458	234.289
Adquisiciones e incorporaciones	2.945	804	70	767	272	310	372	34.047	39.587
Costo de activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 8-a)	1.958	7.735	3.069	521	17	11	202	2.468	15.980
Transferencias y capitalizaciones	7.529	1.917	1.772	161	271	584	275	(12.509)	-
Ventas y desincorporaciones	(60)	(454)	(3)	(51)	(56)	(188)	(119)	(16)	(947)
Obligaciones por retiro de activos	1.952	-	-	-	-	-	-	-	1.952
Otros	273	(107)	74	115	(472)	15	(73)	(684)	(859)
Saldos al 31 de diciembre de 2008	121.662	42.536	20.643	8.855	20.900	4.380	14.262	56.764	290.002
Adquisiciones e incorporaciones	768	1.370	363	340	568	879	961	30.010	35.259
Transferencias y capitalizaciones	11.227	845	1.744	247	282	578	282	(15.205)	-
Ventas y desincorporaciones	(67)	(249)	(22)	(13)	(6)	(32)	(9)	-	(398)
Obligaciones por retiro de activos	86	-	-	-	-	-	-	-	86
Otros	370	(209)	13	482	224	103	161	(1.671)	(527)
Efectos de la inflación en la conversión	-	4	30	348	819	170	320	525	2.216
Saldos al 31 de diciembre de 2009	134.046	44.297	22.771	10.259	22.787	6.078	15.977	70.423	326.638
Depreciación y amortización:									
Saldos al 31 de diciembre de 2007	64.038	16.527	11.487	5.493	12.068	2.604	9.350	-	121.567
Depreciación y amortización	5.564	3.327	964	312	266	211	578	-	11.222
Ventas y desincorporaciones	(33)	(327)	(17)	(36)	(49)	(17)	(118)	-	(597)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	(393)	751	99	17	(9)	91	239	-	795
Obligaciones por retiro de activos	(6)	-	-	-	-	-	-	-	(6)
Otros	9	70	13	41	(97)	4	9	-	49
Saldos al 31 de diciembre de 2008	69.179	20.348	12.546	5.827	12.179	2.893	10.058	-	133.030
Depreciación y amortización	6.134	3.666	955	434	333	335	600	-	12.457
Ventas y desincorporaciones	(26)	(243)	(15)	(11)	(6)	(24)	(6)	-	(331)
Deterioro de activos (véase la nota 11)	39	154	6	(77)	67	26	(9)	-	206
Otros	166	60	73	170	127	32	9	-	637
Efectos de la inflación en la conversión	-	-	15	77	664	131	317	-	1.204
Saldos al 31 de diciembre de 2009	75.492	23.985	13.580	6.420	13.365	3.393	10.969	-	147.203
Total costo neto al 31 de diciembre de 2009	58.554	20.312	9.191	3.839	9.422	2.685	5.008	70.423	179.435
Total costo neto al 31 de diciembre de 2008	52.483	22.188	8.097	3.028	8.721	1.487	4.204	56.764	156.972

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Durante el año 2009, PDVSA a través de sus filiales, en cumplimiento con lo establecido en la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos (LOREBSCAPH), la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos (LORMICL) y la Ley de Expropiación por Causa de Utilidad Pública o Social (LECUPS), asumió el control de los activos asociados a las operaciones regidas por estas leyes, reconociendo como parte de las adquisiciones e incorporaciones del año \$1.066 millones (Bs.2.292 millones), (véanse las notas 10, 25, 33-c, 33-g y 33-i). Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA se encuentra en proceso de determinación y negociación del valor de estos activos con las partes involucradas. Un resumen de estas incorporaciones se muestra a continuación (en millones):

	LOREBSCAPH		LORMICL		LECUPS		Total	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Filial -								
PDVSA Petróleo, S.A.	306	658	152	327	-	-	458	985
PDVSA Gas, S.A.	78	168	-	-	-	-	78	168
PDVSA Industrial, S.A.	-	-	-	-	111	239	111	239
PDVSA Servicios, S.A. y filiales (véase la nota 10-a)	419	900	-	-	-	-	419	900
	<u>803</u>	<u>1.726</u>	<u>152</u>	<u>327</u>	<u>111</u>	<u>239</u>	<u>1.066</u>	<u>2.292</u>

Durante el año 2009, PDVSA efectuó las respectivas evaluaciones de deterioro y, considerando las nuevas condiciones del mercado y de los negocios relacionados, identificó la necesidad de revertir \$40 millones (Bs.86 millones) de pérdida por deterioro que se habían reconocido en períodos previos, relacionados principalmente con ciertos activos en edificios, construcciones y servicios. Adicionalmente, se reconoció un gasto por deterioro de \$136 millones (Bs.293 millones), relacionado principalmente con plantas y facilidades de refinación y maquinarias y equipos. En el año 2008, como resultado de estas evaluaciones, la Compañía identificó la necesidad de revertir \$187 millones (Bs.401 millones), principalmente con ciertos activos de producción y reconoció un gasto por deterioro de \$556 millones (Bs.1.196 millones), principalmente relacionado con plantas y facilidades de refinación y servicios (véase la nota 11).

Al 31 de diciembre 2009 y 2008, PDVSA presenta cargos por mantenimientos mayores y reparaciones generales por \$2.508 millones (Bs.5.392 millones) y \$2.287 millones (Bs.4.917 millones), respectivamente, que son considerados como un componente separado de los activos, y están incluidos como propiedades, plantas y equipos, principalmente, en plantas y facilidades de refinación (véase la nota 3-i).

Durante los años 2009 y 2008, se capitalizaron a obras en progreso intereses de financiamiento por \$129 millones (Bs.277 millones) y \$254 millones (Bs.546 millones), respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, existen ciertos activos de refinación y plantas de compresión de gas y equipos conexos adquiridos bajo contratos de arrendamiento financiero por aproximadamente \$172 millones (Bs.368 millones) y \$455 millones (Bs.978 millones), netos de depreciación acumulada por aproximadamente \$267 millones (Bs.574 millones) y \$384 millones (Bs.825 millones), respectivamente. El gasto de depreciación para los años 2009 y 2008, incluye \$30 millones (Bs.64 millones) y \$54 millones (Bs.117 millones), respectivamente, correspondiente a los activos bajo contratos de arrendamiento financiero.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Durante el año 2008, como resultado del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como también de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, la Compañía incrementó sus activos por un valor neto de \$7.432 millones (Bs.15.980 millones), los cuales se presentan como activos provenientes de asociaciones con terceros (véase la nota 8-a). Un resumen de estas incorporaciones se muestra a continuación (en millones):

Entidad	Activos provenientes de las operaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco		Activos provenientes de las operaciones de los convenios a Riesgos y Ganancias Compartidas		Total	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
	Petrocedeno, S.A.	3.582	7.701	-	-	3.582
Petromonagas, S.A.	175	376	-	-	175	376
Petropiar, S.A.	2.098	4.511	-	-	2.098	4.511
Petrosinovensa, S.A.	970	2.086	-	-	970	2.086
Petrosucre, S.A.	-	-	444	955	444	955
Petrolera Güiría, S.A.	-	-	106	228	106	228
Petrolera Paría, S.A.	-	-	57	123	57	123
	<u>6.825</u>	<u>14.674</u>	<u>607</u>	<u>1.306</u>	<u>7.432</u>	<u>15.980</u>

Durante los años 2009 y 2008, fueron reconocidos en propiedades, plantas y equipos, neto, por operaciones de combinaciones de negocios \$170 millones (Bs.365 millones) y \$278 millones (Bs.600 millones), respectivamente, los cuales forman parte de las adquisiciones e incorporaciones del año (véase la nota 10).

Obras en Progreso

El saldo de las obras en progreso está compuesto, principalmente, por programas de inversión para trabajos destinados a mantener la capacidad de producción y adecuar las instalaciones a los niveles de producción establecidos en el plan de negocios de PDVSA, activos tangibles por trabajos de exploración y, varios proyectos en ejecución que serán capitalizados como propiedades, plantas y equipos a la fecha de su incorporación a las operaciones.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(15) Inversiones en Afiliadas y Entidades Controladas de Forma Conjunta

Las inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta contabilizadas bajo el método de participación patrimonial, se resumen a continuación:

			31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
	Porcentaje de participación		Participación patrimonial			
	%		Dólares		Bolívares	
(en millones)						
En el exterior:						
Estados Unidos de América:						
Chalmette Refining, L.L.C. (Chalmette Refining) ⁽²⁾	50	50	423	406	909	873
Merey Sweeny, L.P. (Merey Sweeny) ⁽²⁾	50	50	25	55	54	118
Islas Vírgenes - Hovensa L.L.C. (Hovensa) ⁽²⁾	50	50	623	846	1.339	1.819
Otras	(*)	(*)	90	82	194	176
			<u>1.161</u>	<u>1.389</u>	<u>2.496</u>	<u>2.986</u>
Alemania:						
Ruhr Oel GmbH (ROG) ⁽²⁾	50	50	197	191	424	411
Suecia:						
Nynas AB (Nynas) ⁽²⁾	50	50	206	185	443	398
Otras:						
Afiliadas de PDVSA América, S.A.:						
Petrojam Limited ⁽²⁾	49	-	27	-	58	-
YPFB Petroandina, S.A.M. ⁽¹⁾	40	-	57	-	123	-
Ende Andina S.A.M. ⁽¹⁾	40	-	68	-	146	-
Otras	(*)	(*)	21	32	45	69
Petrolera del Cono Sur, S.A. ⁽¹⁾	46	46	20	22	43	47
Otras	(*)	(*)	14	5	30	11
			<u>1.771</u>	<u>1.824</u>	<u>3.808</u>	<u>3.922</u>
En Venezuela:						
Quiriquire Gas, S.A. ⁽¹⁾	40	40	92	81	198	174
Gas Guárico, S.A. ⁽¹⁾	30	30	32	24	69	52
Otras	(*)	(*)	4	6	8	12
			<u>128</u>	<u>111</u>	<u>275</u>	<u>238</u>
			<u>1.899</u>	<u>1.935</u>	<u>4.083</u>	<u>4.160</u>

(1) Afiliadas.

(2) Entidades controladas de forma conjunta.

(*) Porcentaje de participación que oscilan entre 20% y 50% en varias afiliadas.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

A continuación se resume la información de las inversiones de PDVSA en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Saldos al 1° de enero	1.935	2.088	4.160	4.498
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta (véase la nota 30):				
Operaciones continuas	(140)	153	(301)	329
Operaciones descontinuadas (véase la nota 9)	-	3	-	6
Desincorporación de afiliadas (véase la nota 9)	-	(31)	-	(67)
Incorporación de nuevas afiliadas	6	73	13	157
Aportes adicionales a afiliadas	138	-	297	-
Dividendos recibidos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta ⁽¹⁾	(59)	(369)	(127)	(793)
Inversiones, netas de efectos por conversión	19	18	41	30
Saldos al 31 de diciembre	<u>1.899</u>	<u>1.935</u>	<u>4.083</u>	<u>4.160</u>

(1) Provenientes principalmente de las afiliadas de CITGO, Hovensa, Nynas y una afiliada de PDVSA Gas.

A continuación se presenta un resumen de la información financiera combinada de las afiliadas y entidades controladas de forma conjunta en Venezuela y en el exterior (en millones):

Dólares –

	31 de diciembre de					
	2009			2008		
	Venezuela	Exterior	Total	Venezuela	Exterior	Total
Situación financiera:						
Activo no corriente	237	5.488	5.725	180	5.631	5.811
Activo corriente	474	2.632	3.106	422	4.713	5.135
Pasivo no corriente	(6)	(2.083)	(2.089)	(3)	(2.635)	(2.638)
Pasivo corriente	(338)	(2.902)	(3.240)	(302)	(4.223)	(4.525)
Patrimonio neto	<u>367</u>	<u>3.135</u>	<u>3.502</u>	<u>297</u>	<u>3.486</u>	<u>3.783</u>
	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2009			2008		
	Venezuela	Exterior	Total	Venezuela	Exterior	Total
Resultados de operaciones del año:						
Ventas	191	20.452	20.643	230	34.481	34.711
Ganancia (pérdida) operativa	135	(427)	(292)	113	1.214	1.327
Ganancia (pérdida) neta	<u>110</u>	<u>(581)</u>	<u>(471)</u>	<u>79</u>	<u>275</u>	<u>354</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívars –

	31 de diciembre de					
	2009			2008		
	Venezuela	Exterior	Total	Venezuela	Exterior	Total
Situación financiera:						
Activo no corriente	510	11.799	12.309	387	12.107	12.494
Activo corriente	1.019	5.659	6.678	907	10.133	11.040
Pasivo no corriente	(13)	(4.478)	(4.491)	(6)	(5.665)	(5.671)
Pasivo corriente	(727)	(6.239)	(6.966)	(649)	(9.079)	(9.728)
Patrimonio neto	789	6.741	7.530	639	7.496	8.135
Años terminados el 31 de diciembre de						
	2009			2008		
	Venezuela	Exterior	Total	Venezuela	Exterior	Total
Resultados de operaciones del año:						
Ventas	411	43.972	44.383	495	74.134	74.629
Ganancia (pérdida) operativa	290	(918)	(628)	243	2.610	2.853
Ganancia (pérdida) neta	237	(1.249)	(1.012)	170	591	761

(16) Cuentas por Cobrar y Otros Activos

Las cuentas por cobrar y otros activos comprenden lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívars	
Otros	469	339	1.008	732
Edificaciones usadas por entes gubernamentales (véase la nota 30)	53	56	114	120
Plusvalía (véase la nota 10)	231	301	497	646
Cuentas por cobrar no corrientes a entidades relacionadas (véase la nota 30)	1.711	1.650	3.679	3.547
Cuentas por cobrar no corrientes - convenios energéticos (véase la nota 8-c)	605	661	1.301	1.421
Entes ejecutores del FONDESPA (véase la nota 17)	-	534	-	1.148
Materiales y suministros (véase la nota 18)	110	16	236	34
	3.179	3.557	6.835	7.648

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, PDVSA determinó y ajustó a su valor razonable, los saldos por cobrar no corrientes por convenios energéticos, reconociendo ingresos por \$150 millones (Bs.323 millones) al 31 de diciembre de 2009, y pérdidas por \$150 millones (Bs.323 millones) al 31 de diciembre de 2008 (véase la nota 12). Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el valor contractual de éstos convenios asciende a \$1.321 millones (Bs.2.840 millones) y \$1.526 millones (Bs.3.281 millones), respectivamente, y el ajuste al valor razonable acumulado alcanza \$716 millones (Bs.1.539 millones) y \$866 millones (Bs.1.862 millones), respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las cuentas por cobrar no corrientes a entidades relacionadas, incluyen cuentas por cobrar asociadas a convenios energéticos por \$151 millones (Bs.325 millones) y \$161 millones (Bs.346 millones), respectivamente, las cuales se presentan neta de ajustes al valor razonable por \$265 millones (Bs.570 millones) y \$286 millones (Bs.615 millones), respectivamente. Durante los años 2009 y 2008, se reconocieron ingresos por \$21 millones (Bs.45 millones) y pérdidas por \$46 millones (Bs.99 millones), respectivamente.

Durante el año 2009, la Junta Directiva de PDVSA decidió registrar como aportes y contribuciones para el desarrollo social, los montos otorgados a los entes ejecutores de programas y proyectos a través del Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), los cuales se presentaban formando parte de las cuentas por cobrar no corrientes (véanse las notas 3-g, 17 y 30).

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se incluyen en otros activos \$116.279 (Bs.250.000) correspondientes a 25% de las acciones de CORPOELEC adquiridas por PDVSA. Esta inversión se encuentra registrada al costo, debido a que la Gerencia considera que carece del poder necesario para intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de esta compañía (véase la nota 33-h).

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2008, PDVSA determinó y ajustó a su valor razonable, los saldos por cobrar a cada uno de los entes ejecutores de los programas y proyectos, reconociendo pérdida por \$32 millones (Bs.68.8 millones) (véase la nota 12).

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se incluyen como otros activos, \$21 millones (Bs.45 millones) y \$1 millón (Bs.2 millones), por concepto de activos biológicos, respectivamente.

(17) Efectivo Restringido

El efectivo restringido comprende lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Fideicomisos suscritos en el Banco de Desarrollo Económico y Social de Venezuela (BANDES):				
Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA)	333	634	716	1.363
Convenio Integral de Cooperación con la República Argentina (véase la nota 8-c)	<u>76</u>	<u>59</u>	<u>163</u>	<u>127</u>
	<u>409</u>	<u>693</u>	<u>879</u>	<u>1.490</u>
Fideicomisos suscritos en Bicentenario Banco Universal, C.A.:				
Fondo para la construcción y acondicionamiento de módulos asistenciales para la Misión Barrio Adentro	1	12	2	26
Fondos para la ejecución de proyectos de desarrollo social	<u>72</u>	<u>-</u>	<u>155</u>	<u>-</u>
	73	12	157	26
Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM) (véase la nota 30)	827	825	1.778	1.774
Fondos para los proyectos de crudo extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco (véanse las notas 8-a y 29)	320	342	688	735
Convenio integral de Cooperación con la República Portuguesa	110	-	237	-
Cartas de crédito (véase la nota 29)	203	100	436	215
Cuenta de liquidez (véase la nota 22)	115	146	247	314
Otros	<u>7</u>	<u>2</u>	<u>15</u>	<u>4</u>
	2.064	2.120	4.437	4.558
Menos porción corriente	<u>415</u>	<u>347</u>	<u>892</u>	<u>746</u>
Porción no corriente	<u>1.649</u>	<u>1.773</u>	<u>3.545</u>	<u>3.812</u>

Con base en la nueva responsabilidad social que corresponde a PDVSA, se han constituido fideicomisos con el BANDES y el banco Bicentenario Banco Universal, C.A. (anteriormente denominado Banfoandes, Banco Universal, C.A. - Banfoandes), para atender básicamente programas y proyectos sociales, obras, bienes y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, actividad agrícola, vialidad, salud y educación en el país (véase la nota 30):

Fideicomisos en el BANDES

- a) *FONDESPA*, aprobado en Asamblea de Accionista de fecha 23 de enero de 2004, constituido en dólares y conformado por los ingresos extraordinarios provenientes de la exportación de petróleo crudo y sus productos que excedieron el precio promedio presupuestado por barril, netos de regalías, impuestos y otros gastos directos, en los años 2004, 2005 y 2006. Este fondo no ha recibido aportes desde el año 2006 (véanse las notas 16 y 30).
- b) *Convenio Integral de Cooperación con la República Argentina*, aprobado en reunión de Junta Directiva de PDVSA de fecha 15 de julio de 2004, constituido en dólares y conformado por las cantidades de dinero y títulos valores provenientes de la cobranza a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), empresa energética estatal Argentina, por las ventas de petróleo crudo y sus productos que PDVSA efectúe de acuerdo con el convenio (véase la nota 8-c). Los fondos estarán restringidos

para efectuar pagos a las empresas ubicadas en la República Argentina por las importaciones de bienes y servicios provenientes de ese país. Durante los años 2009 y 2008, se efectuaron aportes a este fideicomiso por \$240 millones (Bs.516 millones) y \$199 millones (Bs.428 millones), respectivamente.

Fideicomisos en Bicentenario, Banco Universal, C. A.

- a) *Fideicomiso para la Construcción y Acondicionamiento de Módulos Asistenciales para la Misión Barrio Adentro*, aprobado en Junta Directiva de fecha 24 de marzo de 2005 para la creación de 1.000 módulos de asistencia médica para la Misión Barrio Adentro. Este fideicomiso fue constituido el 20 de junio de 2005, con un aporte inicial de \$23 millones (Bs.49 millones) y con una duración de un año, prorrogable automáticamente, por períodos iguales. Este fondo no ha recibido aportes desde el año 2005.
- b) *Fideicomiso para la Ejecución de Proyectos de Desarrollo Social*, aprobado en Junta Directiva de PDVSA de fecha 30 de agosto de 2005, constituido en bolívares con un aporte inicial de \$7 millones (Bs.15 millones) y destinado a la ejecución de diversas actividades de desarrollo social. Durante el año 2009 se realizaron aportes a este fideicomiso por \$97 millones (Bs.209 millones), producto de la transferencia de remanentes y rendimientos generados por contratos de fideicomisos en proceso de finiquito (inactivos).

Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM)

En noviembre de 2003, el Gobierno Nacional constituyó el FEM, con el objetivo de promover la estabilidad de los gastos del Estado frente a las fluctuaciones de los ingresos fiscales o en caso de estado de emergencia económica. De acuerdo con la Ley, PDVSA realizó aportes en dólares hasta el año 2003 sobre la base de los ingresos adicionales de origen petrolero, determinados por 50% de la diferencia en exceso entre los ingresos por exportación de petróleo crudo y sus productos y el promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendario, después de deducir los impuestos relacionados con tales ingresos. La Ley y sus reformas no han previsto aportes adicionales desde el año 2004. Los movimientos del fondo en los años 2009 y 2008, provienen de los intereses financieros.

Para el retiro de los recursos del FEM por parte de las entidades titulares, se informará a la Comisión Permanente de Finanzas de la Asamblea Nacional; así como también, a la Contraloría General de la República, y se iniciará el respectivo trámite descrito en la Ley.

Fideicomiso suscrito con Banco Caixa Geral de Depósitos, como parte del Convenio Integral de Cooperación con la República Portuguesa

Fideicomiso constituido en dólares, y conformado por las cantidades de dinero y títulos valores provenientes de las cobranzas a la Compañía Petróleos de Portugal – PETROGAL, S.A., empresa energética portuguesa, por las ventas de petróleo crudo y sus productos que PDVSA efectúe en el marco del Acuerdo Complementario de Cooperación Económica y Energética suscrito entre la República Bolivariana de Venezuela y la República Portuguesa. en mayo de 2008. Los fondos estarán restringidos para efectuar pagos a las empresas ubicadas en la República Portuguesa por las importaciones de bienes y servicios provenientes de ese país. Durante el año 2009, se efectuaron aportes a este fideicomiso por \$50 millones (Bs.108 millones).

Fondos para los Proyectos de Crudo Extrapasado en la Faja Petrolífera del Orinoco

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el efectivo restringido incluye principalmente \$300 millones (Bs.645 millones) depositados en cuentas de PDVSA Cerro Negro, S.A. (PDVSA Cerro Negro) en los Estados Unidos de América; los cuales están afectados por una medida de embargo (véase la nota 29).

A continuación un detalle de los fondos restringidos al 31 de diciembre de 2009 y 2008 (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Corpoguanipa, S.A.	8	13	17	27
Petrozuata	1	18	2	39
PDVSA Cerro Negro	311	311	669	669
	320	342	688	735
Menos porción no corriente	301	301	647	647
Porción corriente	19	41	41	88

Cartas de Crédito

En diciembre de 2009 y 2008, fueron colocados \$120 millones (Bs.258 millones) y \$100 millones (Bs.215 millones), respectivamente, en un banco europeo a los fines de garantizar el proyecto de ingeniería, procura y construcción (IPC) para la Central Eléctrica Bachaquero – Tamare contratada al Consorcio Man Ferrostaal – Koch.

Adicionalmente, PDVSA Petróleo mantiene colocaciones por \$80 millones (Bs.172 millones) en un banco europeo con el propósito de garantizar una línea de crédito por \$350 millones (Bs.753 millones) con esta institución. Los movimientos de estos fondos provienen de los intereses financieros.

Cuenta de Liquidez

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

(18) Inventarios

A continuación se presenta un resumen de los inventarios (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Materiales y suministros, neto	1.716	1.467	3.690	3.154
Petróleo crudo y sus productos	6.469	6.210	13.908	13.351
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros, neto	427	1.017	918	2.187
	<u>8.612</u>	<u>8.694</u>	<u>18.516</u>	<u>18.692</u>
Menos materiales y suministros clasificados en otros activos no corrientes (véase la nota 16)	110	16	237	34
	<u><u>8.502</u></u>	<u><u>8.678</u></u>	<u><u>18.279</u></u>	<u><u>18.658</u></u>

Valor Neto de Realización

Durante el año 2009, la Compañía ajustó a su valor neto de realización los inventarios de productos alimenticios, de consumo masivo y otros en \$32 millones (Bs.69 millones), los cuales fueron incluidos en los costos y gastos en los estados consolidados de resultados integrales. Al 31 de diciembre de 2009, el monto de estos inventarios valorados a su valor neto de realización es de \$181 millones (Bs.389 millones).

Por el año terminado el 31 de diciembre de 2008, la Compañía ajustó a su valor neto de realización, los inventarios de petróleo crudo y productos por \$1.359 millones (Bs.2.922 millones), y los productos alimenticios, de consumo masivo y otros en \$52 millones (Bs.112 millones), los cuales fueron incluidos en los costos y gastos en los estados consolidados de resultados integrales.

Estimación por Obsolescencia

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los inventarios de materiales y suministros, y de productos alimenticios y de consumo masivo, se presentan netos de estimación por obsolescencia, según el siguiente detalle (en millones):

	2009						2008					
	Materiales y suministros		Productos alimenticios, de consumo masivo y otros				Materiales y suministros		Productos alimenticios, de consumo masivo y otros			
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Saldos al 1° de enero	49	105	141	303	190	408	61	131	-	-	61	131
Aumentos	23	49	26	56	49	105	-	-	141	303	141	303
Disminuciones	(5)	(11)	-	-	(5)	(11)	(12)	(26)	-	-	(12)	(26)
Saldos al 31 de diciembre	<u>67</u>	<u>143</u>	<u>167</u>	<u>359</u>	<u>234</u>	<u>502</u>	<u>49</u>	<u>105</u>	<u>141</u>	<u>303</u>	<u>190</u>	<u>408</u>

(19) Documentos y Cuentas por Cobrar

Los documentos y cuentas por cobrar incluyen lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Empresas y entidades relacionadas (véase la nota 30)	4.875	2.335	10.481	5.019
Otras cuentas por cobrar	624	612	1.341	1.316
Cuentas por cobrar a empresas de seguro	285	401	613	862
Comerciales	<u>9.178</u>	<u>7.855</u>	<u>19.734</u>	<u>16.889</u>
	14.962	11.203	32.169	24.086
Menos estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>651</u>	<u>393</u>	<u>1.400</u>	<u>845</u>
	<u><u>14.311</u></u>	<u><u>10.810</u></u>	<u><u>30.769</u></u>	<u><u>23.241</u></u>

La exposición a los riesgos de crédito relacionadas con los documentos y cuentas por cobrar se presentan en la nota 27.

(20) Gastos Pagados por Anticipado y Otros Activos

Los gastos pagados por anticipado y otros activos incluyen lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Otros activos	353	146	761	315
Activos derivados (véanse las notas 6 y 27)	22	274	47	589
Valores negociables (véase la nota 27)	314	256	675	550
Seguros pagados por anticipado	338	287	727	617
Servicios pagados por anticipado	622	140	1.337	301
Inversiones al costo (véase la nota 10-c)	780	-	1.677	-
Anticipo a proveedores y contratistas	1.922	2.333	4.131	5.016
Impuesto sobre la renta pagado en exceso (véase la nota 30)	<u>6.569</u>	<u>5.893</u>	<u>14.123</u>	<u>12.669</u>
	<u><u>10.920</u></u>	<u><u>9.329</u></u>	<u><u>23.478</u></u>	<u><u>20.057</u></u>

El pago de las declaraciones estimadas de impuesto sobre la renta de algunas filiales venezolanas durante los años 2009 y 2008, resultó en un exceso por \$1.128 millones (Bs.2.425 millones) y \$4.202 millones (Bs.9.034 millones), respectivamente, con respecto a la declaración definitiva de rentas. Durante el año 2009, se utilizaron \$713 millones (Bs.1.533 millones) provenientes del exceso pagado en el año 2008 para compensar el impuesto corriente pagado. El saldo de impuesto pagado en exceso por \$6.569 millones (Bs.14.123 millones) será aprovechado para el pago de declaraciones de impuestos futuras. Adicionalmente, el impuesto sobre la renta pagado en exceso al 31 de diciembre de 2008, incluye \$3.200 millones (Bs.6.880 millones) correspondientes al impuesto sobre la renta por pagar determinado en el año 2008.

(21) Patrimonio

Capital Social

De acuerdo con el Acta Constitutiva - Estatutos de Petróleos de Venezuela, S.A., el valor nominal del capital social es de Bs.1.280 millones correspondientes a 51.204 acciones. Según lo establecido en la Ley, las acciones no pueden ser enajenadas ni gravadas en forma alguna (véase la nota 1).

Reservas

La reserva legal es un requisito para las empresas venezolanas. De acuerdo con las leyes venezolanas la reserva legal no puede ser distribuida como dividendos.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las otras reservas incluyen principalmente, reservas para la realización de activos por impuesto sobre la renta diferido por \$10.673 millones (Bs.22.947 millones) y \$7.725 millones (Bs.16.609 millones), respectivamente.

Dividendos

Los dividendos en efectivo al Accionista son decretados y pagados en bolívares con base en los estados financieros estatutarios que reflejan ganancias acumuladas.

Durante los años 2009 y 2008, se decretaron y pagaron dividendos en efectivo por \$2.000 millones (Bs.4.300 millones), en cada año.

Aporte Adicional del Accionista

En diciembre de 2009, PDVSA recibió del FONDEN \$2.000 millones (Bs.4.300 millones) para apoyar el financiamiento de actividades y proyectos realizados durante el año 2009, enmarcados dentro del plan de negocios de la Compañía, los cuales se presentan formando parte del Aporte Adicional del Accionista en el patrimonio consolidado al 31 de diciembre de 2009.

El 30 de 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 monto reconocido previamente como Aporte Adicional del Accionista por \$1.196 millones (Bs.2.571 millones) (véanse las notas 9 y 30).

El 18 de junio de 2009, se formalizó el traspaso legal de 60% de las acciones de DIANCA a PDVSA, de conformidad con lo establecido en la Resolución N° 006620 del Ministerio del Poder Popular para la Defensa, originándose un efecto de \$19 millones (Bs.41 millones) que se incluye en el patrimonio consolidado al 31 de diciembre de 2009 como un Aporte Adicional del Accionista (véase la nota 10-b).

En Asamblea Ordinaria de Accionista celebrada el 6 de junio de 2009, se decidió transferir del Aporte Adicional del Accionista a las ganancias acumuladas la cantidad de \$1.408 millones (Bs.3.027 millones) correspondiente a parte de los fondos recibidos del FONDEN en diciembre de 2008.

En diciembre de 2008, PDVSA recibió del FONDEN, \$5.000 millones (Bs.10.750 millones) para apoyar el financiamiento de actividades no petroleras realizadas por la Compañía durante los años 2008 y 2007. De esta cantidad, \$2.395 millones (Bs.5.149 millones) fueron utilizados para compensar las cuentas por cobrar a entidades relacionadas por concepto de préstamos otorgados por PDVSA a estas empresas para el desarrollo de proyectos en el sector eléctrico y petroquímico. El monto restante de \$2.605 millones (Bs.5.601 millones), se incluyó en el patrimonio consolidado al 31 de diciembre de 2008 como un Aporte Adicional del Accionista y corresponde, entre otros conceptos, a los reintegros de los desembolsos realizados previamente por PDVSA para la adquisición de compañías del sector eléctrico.

Durante el año 2008, el Aporte Adicional del Accionista incluye \$6.361 millones (Bs.13.675 millones) correspondiente a los activos netos incorporados durante la constitución de las nuevas empresas conformadas como resultado del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, y de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas (véase la nota 8-a).

Intereses no Controladores

Durante los años 2009 y 2008, un grupo de filiales indirectas (empresas mixtas) decretaron y pagaron dividendos por \$527 millones (Bs.1.133 millones) y \$609 millones (Bs.1.309 millones), respectivamente, a los inversionistas no controladores.

Durante los años 2009 y 2008, las empresas mixtas otorgaron anticipos a los inversionistas minoritarios a cuenta de dividendos por \$421 millones (Bs.905 millones) y \$344 millones (Bs.740 millones), respectivamente.

Durante los años 2009 y 2008, los inversionistas no controladores efectuaron aportes adicionales de capital de trabajo por \$503 millones (Bs.1.081 millones) y \$25 millones (Bs.54 millones), respectivamente.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(22) Deuda Financiera

La deuda financiera consolidada de PDVSA, se distribuye de la siguiente manera (en millones):

	Moneda	Tasa de interés		Año de vencimiento		31 de diciembre de			
		2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
						Dólares		Bolívares	
PDVSA (Casa Matriz):									
Bonos no garantizados	Dólares	4,90% - 5,50%	5,25% - 5,50%	2014 - 2037	2014 - 2037	10.761	7.500	23.136	16.125
Bonos cero cupón no garantizados	Dólares	0%	-	2011	-	3.000	-	6.450	-
Préstamos garantizados	Dólares	LIBOR + 0,50% - 6,50%	LIBOR + 0,50% - 6,50%	2022	2022	2.860	3.094	6.149	6.652
Certificados de inversión	Dólares	5,30% - 6,20%	6,20%	3 - 6 meses	3 meses	856	1.156	1.840	2.485
Certificados de inversión	Bolívares	9,50%	0%	18 meses	-	1.000	-	2.150	-
Préstamos garantizados	Yenes	1,70% - 2,30%	1,70% - 2,30%	2012	2012	146	208	314	447
Préstamo no garantizado	Dólares	LIBOR + 4,5%	LIBOR + 4,5%	2010	2010	1	3	2	7
Pasivos por arrendamientos financieros	Dólares	-	-	-	-	11	-	24	-
						<u>18.635</u>	<u>11.961</u>	<u>40.065</u>	<u>25.716</u>
CITGO:									
Facilidades de crédito garantizadas	Dólares	A1/P1 + 1,35%	A1/P1 1,35% - 3,40%	2010	2009	225	39	484	84
Facilidad de crédito	Dólares	LIBOR + 1,50% - 2,125%	LIBOR + 137,5 puntos bases o 1,84% y LIBOR + 2%	2012	2012	1.118	1.123	2.404	2.415
Bonos exentos de impuesto	Dólares	0,90% - 8%	2% - 8%	2043	2043	587	588	1.262	1.264
Línea de crédito rotativa garantizada	Dólares	3,25%	3,25%	-	2010	400	413	860	888
Bonos sujetos a impuesto	Dólares	2,02%	3,15%	2026	2026	60	60	129	129
Pasivos por arrendamientos financieros	Dólares	-	-	-	-	24	30	52	65
						<u>2.414</u>	<u>2.253</u>	<u>5.191</u>	<u>4.845</u>
Petrozuata (véase la nota 8-a):									
Bonos garantizados	Dólares	7,63% - 8,37%	7,63% - 8,37%	2017 - 2022	2009 - 2022	11	13	24	28
PDVSA Gas:									
Pasivos por arrendamientos financieros	Bolívares	-	-	-	-	-	355	-	763
Petrocedeño:									
Línea de crédito garantizada	Dólares	LIBOR + 2,25% - 2,75%	LIBOR + 2,25% - 2,75%	2012	2012	189	309	406	665
Refinería Isla:									
Pasivos por arrendamientos financieros	Dólares	-	-	-	-	166	175	357	376
PDVSA VI:									
Préstamo garantizados	Dólares	-	8,46%	-	2009	-	15	-	32
PDVSA Cerro Negro:									
Bonos garantizados	Dólares	7,33% - 8,03%	7,33% - 8,03%	2028	2009 - 2028	3	4	6	8
Productos La Fina:									
Pagarés	Bolívares	-	16% - 19%	-	2009	-	6	-	13
INTEVEP:									
Pasivos por arrendamientos financieros	Bolívares	-	-	-	-	1	3	2	6
Lácteos Los Andes:									
Pagarés	Bolívares	-	15% - 18,85%	-	2009 - 2010	-	1	-	2
						<u>21.419</u>	<u>15.095</u>	<u>46.051</u>	<u>32.454</u>
Menos porción corriente						<u>2.930</u>	<u>1.677</u>	<u>6.300</u>	<u>3.604</u>
Porción no corriente						<u>18.489</u>	<u>13.418</u>	<u>39.751</u>	<u>28.850</u>

Los vencimientos de la porción no corriente de la deuda financiera consolidada, al 31 de diciembre de 2009, son los siguientes (en millones):

	<u>Dólares</u>	<u>Bolívares</u>
Años -		
2011	3.337	7.174
2012	514	1.105
2013	1.156	2.485
2014	2.317	4.981
Años restantes	<u>11.165</u>	<u>24.006</u>
	<u>18.489</u>	<u>39.751</u>

PDVSA (Casa Matriz)

Bonos no Garantizados

El 28 de octubre de 2009, PDVSA completó el proceso de oferta pública de bonos por \$1.413 millones (Bs.3.038 millones), \$1.413 millones (Bs.3.038 millones) y \$435 millones (Bs.935 millones) con vencimientos en los años 2014, 2015 y 2016, respectivamente; pagaderos en dólares a su vencimiento. Esta emisión fue realizada en coordinación con el BCV y el Ministerio para el Poder Popular de Economía y Finanzas. Tal emisión quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercado de Capitales de Venezuela y exonerada del pago de impuesto sobre la renta aplicable a los intereses que devengarán estos bonos. El cupón de rendimiento anual de los bonos emitidos es de 4,90%, 5,00%, y 5,125%, respectivamente, de acuerdo con los vencimientos antes indicados. En esta emisión, PDVSA recibió de los compradores \$4.501 millones (Bs.9.676 millones) (véase nota 12).

Entre enero y febrero de 2007, se aprobó la emisión de la oferta pública de bonos, hasta por \$7.500 millones (Bs.16.125 millones) con vencimientos a 10, 20 y 30 años (2017, 2027 y 2037), pagaderos en dólares a su vencimiento. Esta emisión fue dirigida y regulada por el Banco Central de Venezuela (BCV), y quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercados de Capitales de Venezuela, en virtud del carácter de empresa estatal que tiene PDVSA. El cupón de rendimiento de los bonos emitidos es de 5,25%, 5,375% y 5,50% anual, para los vencimientos a 10, 20 y 30 años, respectivamente. En esta emisión, PDVSA recibió de los compradores locales de este instrumento de financiamiento \$7.913 millones (Bs.17.013 millones), (véase la nota 12).

Entre el 12 de abril y el 10 de mayo de 2007, se completó el proceso de emisión de los bonos, alcanzándose la colocación de los \$7.500 millones (Bs.16.125 millones) ofertados. Asimismo, el 12 de abril de 2007 fue publicado el Decreto N° 5.282 que establece la exoneración del pago de impuesto sobre la renta a los enriquecimientos obtenidos por los tenedores, provenientes de esta colocación.

Bonos Cero Cupon no Garantizados

El 10 de julio de 2009, se completó el proceso de emisión de oferta pública de bonos cero cupón, hasta por un monto de \$3.000 millones (Bs.6.450 millones) con vencimiento a dos años (2011), y pagaderos en dólares al vencimiento. Esta emisión fue dirigida y regulada por el BCV, y quedó exceptuada del ámbito de aplicación de la Ley de Mercado de Capitales de Venezuela, en virtud del carácter de empresa estatal que tiene PDVSA. En la emisión de estos bonos, PDVSA recibió de los compradores locales \$5.567 millones (Bs.11.969 millones) (véase nota 12).

Certificados de Inversión

En abril de 2009, PDVSA emitió a favor del BANDES y del Fideicomiso Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal certificados de inversión por un total de \$500 millones (Bs.1.075 millones), a un plazo de 6 meses renovables por períodos iguales, con una tasa de rendimiento de 5,30% anual pagaderos al vencimiento e intereses de mora de 1,50% anual.

En febrero de 2009, PDVSA emitió certificados de inversión a favor del Fondo de Garantía de Depósitos y Protección Bancaria (FOGADE), por \$372 millones (Bs.800 millones), \$512 millones (Bs.1.100 millones) y \$116 millones (Bs.250 millones). Estos certificados fueron denominados en bolívares, a un plazo de 18 meses renovables por períodos iguales, con una tasa de rendimiento de 9,5% anual pagaderos al vencimiento.

En diciembre de 2008, PDVSA emitió a favor del Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal, un certificado de inversión por \$1.000 millones (Bs.2.150 millones), a un plazo de 90 días renovable por períodos iguales, con una tasa de rendimiento de 6,20% anual pagadero al vencimiento, e intereses de mora de 1,50% anual. Durante el año 2009, PDVSA efectuó pagos por un total de \$800 millones (Bs.1.720 millones) y mantiene un saldo de \$200 millones (Bs.430 millones).

En diciembre de 2008, PDVSA emitió a favor del BANDES, certificados de inversión por un total de \$156 millones (Bs.335 millones), a un plazo de 90 días renovables por períodos iguales, con una tasa de rendimiento de 6,20% anual pagaderos al vencimiento, e intereses de mora de 1,50% anual. En marzo de 2009, este certificado fue renovado con vencimiento de tres meses.

En febrero de 2007, un grupo de bancos, liderados por el Japan Bank for International Cooperation (JBIC) otorgó un préstamo a PDVSA por \$3.500 millones (Bs.7.525 millones). Este préstamo con vencimiento a 15 años, causa intereses con una tasa que oscila entre LIBOR más 0,50% y 6,50%, e incluye opciones de pago en efectivo o mediante la entrega de petróleo crudo y productos a precios de mercado, sujeto a un acuerdo de cantidades mínimas, revisadas cada tres años. Durante los años 2009 y 2008, PDVSA efectuó pagos por \$233 millones (Bs.501 millones) y \$233 millones (Bs.501 millones), y al 31 de diciembre de 2009 y 2008, presenta un saldo de \$2.860 millones (Bs.6.149 millones) y \$3.094 millones (Bs.6.652 millones), respectivamente.

En diciembre de 2008, PDVSA pagó el monto total de la línea de crédito que poseía con un grupo de bancos liderados por el BNP Paribas, por \$1.156 millones (Bs.2.485 millones), contratada originalmente en el año 2007 por \$1.124 millones (Bs.2.417 millones), la cual había sido extendida por un año adicional el 25 de enero de 2008, y causó intereses a una tasa LIBOR más 150 puntos base.

CITGO

Facilidades de Crédito

El 15 de noviembre de 2005, CITGO se comprometió con una facilidad de crédito preferencial garantizada por \$1.850 millones (Bs.3.978 millones), conformada por una facilidad de crédito rotativo de 5 años por \$1.150 millones (Bs.2.473 millones) y un préstamo de \$700 millones (Bs.1.505 millones) con plazo de 7 años. La facilidad de crédito está garantizada por la participación de CITGO en sus refinerías de Lake Charles, en Louisiana, y de Corpus Christi, en Texas; sus cuentas por cobrar comerciales y sus inventarios; además, está sujeta a convenios típicos para este financiamiento garantizado. CITGO tiene la opción de elegir entre: (i) la mayor de la tasa premium o la tasa de los fondos federales más un margen de 0,5%; o (ii) la tasa LIBOR ajustada más el margen que aplica para el caso. La porción no utilizada de la línea de crédito rotativa garantizada está sujeta al pago semestral de una comisión que osciló entre 15 y 50 puntos básicos en el año 2009. La capacidad de crédito disponible de esta facilidad es de \$138 millones (Bs.297 millones) al 31 de diciembre de 2009.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$607 millones (Bs.1.305 millones) y \$612 millones (Bs.1.316 millones), respectivamente.

Bonos Excentos de Impuestos Venezolanos

El 17 de diciembre de 2007, CITGO modificó esta facilidad de crédito para incorporar el pago de la garantía de un préstamo puente a seis meses por \$1.000 millones (Bs.2.150 millones) con tasa de interés LIBOR más 1,75%. Este préstamo a corto plazo se acordó con un sindicato de bancos liderado por el BNP Paribas y el UBS, y venció el 17 de junio de 2008. El costo de contratación de este financiamiento por \$22 millones (Bs.47 millones) fue amortizado durante el plazo del préstamo. En junio de 2008, CITGO pagó esta facilidad de crédito, para lo cual requirió los siguientes financiamientos:

- El 12 de junio de 2008, un grupo de bancos liderados por el BNP Paribas aprobó una facilidad de crédito por \$450 millones (Bs.968 millones), la cual está garantizada por ciertas cuentas por cobrar comerciales de CITGO. Este financiamiento causa intereses a la tasa variable equivalente al rendimiento de los papeles comerciales A1/P1 más un margen de 1,35%. Esta facilidad tiene un vencimiento anual, con opción de renegociación por períodos anuales. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$225 millones (Bs.484 millones) y \$39 millones (Bs.84 millones), respectivamente.
- El 16 de junio de 2008, un grupo de bancos liderados por el Sumitomo Mitsui Bank Corporation (SMBC) otorgó un préstamo por \$515 millones (Bs.1.107 millones). Este préstamo tiene vencimiento en el año 2012, causa intereses con una tasa equivalente LIBOR más 2,125% e incluye dos amortizaciones especiales, la primera por \$200 millones (Bs.430 millones) en febrero de 2011 y la segunda por \$100 millones (Bs.215 millones) en febrero de 2012. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$511 millones (Bs.1.099 millones).

A través de entidades estatales de los Estados Unidos de América, CITGO obtuvo fondos por el endeudamiento con bonos de desarrollo industrial (Industrial Revenue Bonds – “IRB”) para el financiamiento de algunas facilidades portuarias, equipos de control de contaminación e instalaciones ambientales en sus refinerías de Lake Charles, Corpus Christi y Lemont. Estos bonos causan intereses a tasas variables fijas, las cuales oscilaron entre 0,90% y 8,00% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2009, y entre 2% y 8% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2008, y tienen vencimiento hasta el año 2043. A través de cartas de crédito emitidas bajo la facilidad de

crédito preferencial garantizada de CITGO, se brinda soporte adicional para los bonos a tasa variable. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$587 millones (Bs.1.262 millones) y \$588 millones (Bs.1.264 millones), respectivamente.

Línea de Crédito Rotativa Garantizada

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, CITGO mantiene una deuda por \$400 millones (Bs.860 millones) y \$413 millones (Bs.888 millones), respectivamente, por una línea de crédito rotativa garantizada con vencimiento en el año 2010, por \$1.150 millones (Bs.2.473 millones). Este endeudamiento causó intereses a una tasa de 3,25% en el año 2008, y la porción no utilizada estaba sujeta al pago semestral de una comisión que oscilaba entre 15 y 50 puntos básicos. La capacidad de crédito disponible de CITGO, neta de las cartas de crédito, era de \$36 millones (Bs.77 millones) al 31 de diciembre de 2008.

Petrozuata

En septiembre de 2008, PDVSA formalizó la oferta pública para la adquisición de los bonos emitidos por Petrozuata Finance, Inc. (filial de Petrozuata), pagando \$740 millones (Bs.1.591 millones) por 97,96% de los bonos en circulación, los cuales estaban conformados de la siguiente forma:

- Serie "A" con 7,63% de interés anual y vencimiento en 2009.
- Serie "B" con 8,22% de interés anual y vencimiento en 2017.
- Serie "C" con 8,37% de interés anual y vencimiento en 2022.

En julio de 2008, PDVSA pagó el total de los acuerdos de préstamos suscritos por Petrozuata; por \$161 millones (Bs.346 millones), los cuales comprenden \$158 millones (Bs.340 millones) de capital y \$3 millones (Bs.6 millones) de intereses.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$11 millones (Bs.24 millones) y \$13 millones (Bs.28 millones), respectivamente.

Petrocedeño

Producto de la toma de control por el proceso de migración a empresas mixtas, en enero de 2008 los estados financieros de Petrocedeño son consolidados con los de CVP (filial de PDVSA). El monto de endeudamiento de esta empresa mixta era de \$620 millones (Bs.1.333 millones), causando intereses a una tasa LIBOR más 2,25% y 2,75%. Durante los años 2009 y 2008, se han realizado pagos por \$120 millones (Bs.258 millones) y \$141 millones (Bs.302 millones), respectivamente, correspondiente a las amortizaciones corrientes de la deuda. Adicionalmente, durante el año 2008 se realizaron pagos por \$170 millones (Bs.366 millones), producto de la reestructuración de la deuda por migración a empresa mixta. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el saldo de esta deuda es de \$189 millones (Bs.406 millones) y \$309 millones (Bs.665 millones), respectivamente (véase la nota 8-a).

PDVSA Cerro Negro

En junio de 1998, Cerro Negro Finance, Ltd. una compañía para propósitos especiales, no afiliada, del antiguo Convenio de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, emitió bonos garantizados por \$600 millones (Bs.1.290 millones) con interés anual entre 7,33% y 8,03%, con vencimientos entre los años 2009 y 2028. La participación de PDVSA Cerro Negro (socia de este convenio) era 50%. En diciembre de 2007, PDVSA pagó \$501 millones (Bs.1.077 millones), por 99% de los bonos emitidos por esta compañía para propósitos especiales.

Adicionalmente, PDVSA pagó \$129 millones (Bs.277 millones) a un sindicato de bancos liderado por el ABN Amro Bank, para un total pagado de \$630 millones (Bs.1.355 millones), con lo cual se finiquitó el endeudamiento del antiguo convenio de asociación. Con el pago de las acreencias del Proyecto Cerro Negro, se dio inicio al proceso de constitución de una nueva empresa mixta denominada Petromonagas, S.A., en la cual PDVSA posee 83,33% de las acciones a través de la CVP, y British Petroleum plc. posee 16,67%, a través de su filial Veba Oil & Gas Cerro Negro GmbH.

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2009, PDVSA Cerro Negro efectuó la amortización de esta deuda por aproximadamente \$1 millón (Bs.2 millones).

Productos La Fina

En agosto de 2008, PDVSA adquirió, a través de su filial PDVAL, 100% de las acciones de Productos La Fina, la cual mantenía pagarés bancarios con seis instituciones financieras en el país por un monto de \$21 millones (Bs.45 millones). Al 31 de diciembre de 2008, se habían realizado pagos sobre esos pagarés bancarios por \$15 millones (Bs.32 millones) (véase la nota 10).

Lácteos Los Andes

Al 31 de diciembre de 2009, la filial Lácteos Los Andes, C.A. mantiene un pagaré con una institución financiera de Venezuela, denominado en bolívares, por un monto de \$139.535 (Bs.300.000), a una tasa de interés anual de 13% y con vencimiento en febrero de 2010. Al 31 de diciembre de 2008, Lácteos Los Andes, C.A. mantenía pagarés con instituciones financieras del país por \$1 millón (Bs.2 millones).

Cláusulas Contractuales

Varias facilidades de préstamo establecen cláusulas contractuales que restringen la capacidad de PDVSA a incurrir en deuda adicional, pagar dividendos, hipotecar propiedades y vender ciertos activos. PDVSA ha cumplido con estas cláusulas al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

Pasivos de Arrendamientos Financieros

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se mantienen obligaciones por la adquisición de ciertos activos de refinación y equipos conexos adquiridos bajo arrendamiento financiero, contabilizados como propiedades, plantas y equipos (véase la nota 14).

Al 31 de diciembre de 2009 los pagos futuros por contratos de arrendamiento financiero, se resumen a continuación (en millones):

	<u>Dólares</u>	<u>Bolívares</u>
	<u>(en millones)</u>	
Años -		
2010	44	95
2011	33	71
2012	28	60
2013	28	60
2014	28	60
Años siguientes	<u>149</u>	<u>321</u>
Pagos futuros estimados por arrendamientos	310	667
Menos intereses	<u>(108)</u>	<u>(232)</u>
Total arrendamientos financieros	<u><u>202</u></u>	<u><u>435</u></u>

Pasivos mantenidos para la venta:

C.A. La Electricidad de Caracas y sus Filiales (EDC)

La deuda financiera consolidada de la EDC, al 31 de diciembre de 2008, consistió en lo siguiente (en millones):

	<u>Tasa de interés</u>	<u>Vencimiento</u>	<u>Dólares</u>	<u>Bolívares</u>
Bonos al portador	9%	2018	650	1.398
Bonos al portador	10,25%	2014	13	28
JP Morgan Chase – OAM13	<u>Libor + 0,20%</u>	2011	<u>5</u>	<u>11</u>
			668	1.437
Menos porción corriente de la deuda financiera			<u>2</u>	<u>4</u>
Porción no corriente			<u><u>666</u></u>	<u><u>1.433</u></u>

Con fecha 10 de abril de 2008, la EDC realizó una emisión pública de bonos en el mercado local (Bono 2018) por \$650 millones (Bs.1.398 millones), con vencimiento a 10 años y rendimiento de 8,50% pagaderos semestralmente. Dichos bonos son redimibles total o parcialmente en cualquier momento durante la vigencia de los bonos. Estos bonos están garantizados por la EDC.

La EDC mantiene dos líneas de crédito con JP Morgan Chase Bank N.A. garantizadas mediante fianza emitida por el Export Import Bank of the United States (Eximbank), las cuales se describen a continuación:

- Línea de crédito otorgada en septiembre de 1999, por \$22 millones (Bs.46 millones) con vencimiento el 25 de febrero de 2011 e intereses a una tasa LIBOR más 0,20% anual, destinada para la adquisición del componente de una turbina. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de esta línea asciende a \$5 millones (Bs.11 millones).

- Línea de crédito otorgada en septiembre de 1999, por \$36 millones (Bs.77 millones) con vencimiento el 10 de enero de 2008 e intereses al 5,91% anual. Con fecha 7 de enero de 2008 se pagó el saldo de capital e intereses de esta línea.

Los vencimientos de la porción no corriente de la deuda financiera consolidada de la EDC; al 31 de diciembre de 2008, es el siguiente (en millones):

	<u>Dólares</u>	<u>Bolívares</u>
Años -		
2010	2	4
2011	1	2
2014	13	28
Años restantes	<u>650</u>	<u>1.399</u>
	<u>666</u>	<u>1.433</u>

C.A. Electricidad de Valencia (ELEVVAL)

Al 31 de diciembre de 2008, ELEVVAL mantenía pagarés bancarios con diferentes instituciones financieras en el país por \$6 millones (Bs.14 millones). Durante el año 2008, estos pagarés causaron intereses a una tasa que osciló entre 20,22% y 26,00%.

De acuerdo con lineamientos y objetivos estratégicos del Ejecutivo Nacional, durante el año 2007 la Asamblea de Accionista de PDVSA autorizó la compra de acciones de varias entidades que operan en el sector eléctrico del país, las cuales serán 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. Durante el año 2009, en Asamblea Extraordinaria de Accionista, se aprobó la cesión y transferencia de las acciones de estas entidades del sector eléctrico a CORPOELEC (véase la nota 9).

(23) Beneficios a los Empleados y Otros Beneficios Post-retiro

A continuación se presenta un detalle del pasivo por indemnizaciones laborales, jubilaciones y otros beneficios post-retiro distintos a los planes de jubilación (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	<u>Dólares</u>		<u>Bolívares</u>	
Indemnizaciones laborales	196	195	421	420
Jubilaciones	2.204	1.424	4.739	3.062
Otros beneficios post-retiro distintos a los planes de jubilación	<u>5.079</u>	<u>4.134</u>	<u>10.920</u>	<u>8.888</u>
	7.479	5.753	16.080	12.370
Menos porción corriente	<u>553</u>	<u>476</u>	<u>1.189</u>	<u>1.024</u>
Porción no corriente	<u>6.926</u>	<u>5.277</u>	<u>14.891</u>	<u>11.346</u>

PDVSA tiene los siguientes planes de beneficios para sus trabajadores:

(a) Planes de Ahorro

PDVSA y la mayoría de sus filiales venezolanas más importantes, mantienen fondos de ahorro para sus trabajadores y garantizan el capital acreditado en las cuentas de los asociados. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, los montos garantizados por PDVSA y sus filiales, en los fondos de ahorro son de aproximadamente \$259 millones (Bs.556 millones) y \$274 millones (Bs.590 millones), respectivamente.

(b) Planes de Pensiones y Otros Beneficios de Jubilación

En la mayoría de las filiales venezolanas y 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.

De conformidad con el contrato colectivo, PDVSA y la mayoría de sus filiales venezolanas han establecido un plan de jubilación que cubre a todos los trabajadores y ex-trabajadores elegibles. Existen fondos de pensiones con sus respectivas organizaciones independientes para la administración de los activos financieros, durante su permanencia en PDVSA y, una vez jubilado el trabajador. El financiamiento del plan de jubilación para los trabajadores venezolanos está basado en un sistema de contribuciones, con aportes mensuales obligatorios sobre la base del salario normal, de 3% por parte del trabajador y de 9% por parte de PDVSA, administrado bajo la figura de cuentas de capitalización individual para cada trabajador.

Para los trabajadores que ingresaron a PDVSA a partir del 1° de octubre de 2000, se otorga un beneficio de pensión equivalente al saldo acumulado en la cuenta de capitalización individual al momento de la jubilación. En caso de ser necesario, PDVSA realizará aportes adicionales para garantizar el pago mínimo del monto de beneficio de pensión, según el plan definido por contrato.

Para los trabajadores que ingresaron hasta el 30 de septiembre de 2000, el cálculo del beneficio de pensión considera el monto mayor entre: a) el monto de la pensión obtenida con base en el saldo acumulado en la cuenta de capitalización individual; b) el monto de la pensión según el plan de beneficios definido que estuvo vigente hasta esa fecha; y c) la pensión mínima definida por contrato.

En adición a las pensiones por jubilación, PDVSA otorga planes de salud y odontológico, seguro funerario y tarjeta de banda electrónica para alimentación. Estos beneficios son financiados por PDVSA con base en el método de efectivo.

CITGO patrocina tres planes de retiro y ahorro de contribución definida, calificados, que cubren a la mayoría de los trabajadores elegibles tanto del régimen de horas como a los asalariados. Dichos planes reciben aportes de CITGO y aportes voluntarios de los trabajadores. CITGO reconoció como gasto \$25 millones (Bs.54 millones) para los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, relacionado con su contribución a estos planes. Igualmente, CITGO patrocina tres planes de beneficio definido; calificados, dos que cubren a los trabajadores elegibles del régimen de horas y uno que cubre a los trabajadores elegibles asalariados. Adicionalmente, patrocina tres planes de beneficio definido, no calificados, para ciertos trabajadores elegibles.

En adición a los planes de jubilación, CITGO también provee ciertos beneficios de seguros de vida y de salud para los trabajadores elegibles tanto del régimen de horas como a los asalariados, una vez se retiren. Estos beneficios están sujetos a deducibles y otras limitaciones y son principalmente fondeados sobre la base del método del efectivo. CITGO se reserva el derecho de cambiar o terminar estos beneficios en cualquier momento.

La situación de los planes de pensiones y de los otros beneficios de jubilación se resume a continuación (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Dólares -</i>				
Valor presente de la obligación fondeada	5.048	4.789	634	588
Valor presente de la obligación no fondeada	15	68	7.683	8.305
	5.063	4.857	8.317	8.893
Valor razonable de los activos del plan	(2.700)	(2.556)	(1)	(1)
Valor presente de la obligación neta	2.363	2.301	8.316	8.892
Ganancias (pérdidas) actuariales no reconocidas	748	(133)	120	(2.129)
Costo de servicios pasados no reconocidos	(907)	(744)	(3.357)	(2.629)
Acumulación en libros	<u>2.204</u>	<u>1.424</u>	<u>5.079</u>	<u>4.134</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Bolivares -</i>				
Valor presente de la obligación fondeada	10.853	10.296	1.363	1.264
Valor presente de la obligación no fondeada	32	147	16.518	17.856
	10.885	10.443	17.881	19.120
Valor razonable de los activos del plan	(5.805)	(5.495)	(2)	(2)
Valor presente de la obligación neta	5.080	4.948	17.879	19.118
Ganancias (pérdidas) actuariales no reconocidas	1.608	(286)	258	(4.578)
Costo de servicios pasados no reconocidos	(1.949)	(1.600)	(7.217)	(5.652)
Acumulación en libros	4.739	3.062	10.920	8.888

Gasto Reconocido

La composición del gasto por planes de pensiones y otros beneficios de jubilación, reconocido en los estados consolidados de resultados integrales es la siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Dólares -</i>				
Gasto de servicio del año	111	94	569	195
Intereses sobre la obligación	613	342	1.190	610
Rendimiento esperado sobre activos del plan	(202)	(233)	(5)	-
Costo de los servicios pasados	561	383	295	1.539
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida	27	(13)	(836)	218
	1.110	573	1.213	2.562
<i>Bolívares -</i>				
Gasto de servicio del año	239	202	1.223	419
Intereses sobre la obligación	1.318	735	2.559	1.312
Rendimiento esperado sobre activos del plan	(434)	(501)	(11)	-
Costo de los servicios pasados	1.206	822	634	3.308
Pérdida (ganancia) actuarial reconocida	58	(26)	(1.797)	468
	2.387	1.232	2.608	5.507

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

El gasto es reconocido en los siguientes rubros de los estados consolidados de resultados integrales (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Dólares -</i>				
Gastos de operación	244	127	1.019	2.164
Gastos de venta, administración y generales	866	446	194	398
	<u>1.110</u>	<u>573</u>	<u>1.213</u>	<u>2.562</u>
<i>Bolívares -</i>				
Gastos de operación	525	273	2.191	4.653
Gastos de venta, administración y generales	1.862	959	417	854
	<u>2.387</u>	<u>1.232</u>	<u>2.608</u>	<u>5.507</u>

Movimiento en el Valor Presente de las Obligaciones

El movimiento del valor presente de las obligaciones según estudio actuarial se presenta a continuación (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Dólares -</i>				
Valor presente al inicio del año	4.857	3.998	8.893	6.906
Gasto de servicios del año	111	94	569	195
Costo por intereses	613	342	1.190	610
(Ganancias) pérdidas actuariales	(940)	500	(3.063)	(1.865)
Beneficios pagados por el patrono	(315)	(188)	(272)	(229)
Costos por los servicios pasados	722	94	1.000	3.274
Contribuciones de los empleados	15	17	-	2
	<u>5.063</u>	<u>4.857</u>	<u>8.317</u>	<u>8.893</u>
<i>Bolívares -</i>				
Valor presente al inicio del año	10.443	8.596	19.120	14.848
Gasto de servicios del año	239	202	1.223	419
Costo por intereses	1.318	735	2.562	1.312
(Ganancias) pérdidas actuariales	(2.022)	1.075	(6.585)	(4.010)
Beneficios pagados por el patrono	(677)	(404)	(589)	(492)
Costos por los servicios pasados	1.552	202	2.150	7.039
Contribuciones de los empleados	32	37	-	4
	<u>10.885</u>	<u>10.443</u>	<u>17.881</u>	<u>19.120</u>

Movimiento en el Valor Razonable de los Activos del Plan

El movimiento del valor razonable de los activos de los planes de pensiones y otros beneficios de jubilación se presenta a continuación (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
<i>Dólares -</i>				
Activos del plan al inicio del año	2.556	2.677	1	1
Rendimiento esperado	202	233	-	-
Pérdidas actuariales	(30)	(413)	-	-
Contribuciones hechas por la Compañía	191	230	15	13
Contribuciones hechas por los trabajadores	96	17	-	2
Beneficios pagados por el patrono	(315)	(188)	(15)	(15)
	<u>2.700</u>	<u>2.556</u>	<u>1</u>	<u>1</u>
<i>Bolívares -</i>				
Activos del plan al inicio del año	5.495	5.756	2	2
Rendimiento esperado	434	501	-	-
Pérdidas actuariales	(65)	(890)	-	-
Contribuciones hechas por la Compañía	411	495	30	28
Contribuciones hechas por los trabajadores	200	37	-	4
Beneficios pagados por el patrono	(670)	(404)	(30)	(32)
	<u>5.805</u>	<u>5.495</u>	<u>2</u>	<u>2</u>

A continuación un detalle de la composición de la cartera de los activos del plan de pensiones (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Efectivo y equivalentes de efectivo	29	1	62	2
Instrumentos de renta fija	737	1.811	1.585	3.894
Instrumentos de renta mixta	1.892	500	4.068	1.076
Otros	42	244	90	523
	<u>2.700</u>	<u>2.556</u>	<u>5.805</u>	<u>5.495</u>

Tendencias y Premisas Asumidas

Las tendencias de las tasas asumidas para los planes médicos, tienen un efecto en los montos reportados. Un cambio en un punto porcentual en las tasas asumidas podría tener los siguientes efectos (en millones):

	Un punto porcentual de			
	Incremento	Disminución	Incremento	Disminución
	Dólares		Bolívares	
Efecto en los componentes del costo de servicio total y los intereses	226	(174)	486	(374)
Efecto en el beneficio de la obligación	<u>962</u>	<u>(763)</u>	<u>2.068</u>	<u>(1.641)</u>

La Compañía espera pagar aproximadamente \$229 millones (Bs.492 millones) como contribución a los planes de pensiones y otros beneficios durante el año 2010.

Las premisas actuariales utilizadas se indican a continuación:

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Planes de pensiones		Otros beneficios de jubilación	
	%			
Venezuela:				
Tasa de descuento	15,6	13,9	15,6	13,9
Tasa de incremento de las compensaciones	21,0	16,5	21,0	16,5
Tasa de rendimiento sobre el ajuste por antigüedad	15,6	12,0	0,0	0,0
Tasa de inflación médica	-	0,0	24,4	16,5
Tasa de inflación	20,0	15,0	20,0	15,0
Tasa de inflación alimentos	-	0,0	25,8	18,6
Tasa estimada de rendimiento de los activos del plan	<u>15,6</u>	<u>7,9</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>
Exterior:				
Tasa de descuento	6,3	7,5	6,3	7,5
Tasa de incremento de las compensaciones	4,5	4,5	4,5	4,5
Tasa estimada de rendimiento de los activos de los planes	<u>7,9</u>	<u>8,0</u>	<u>8,0</u>	<u>8,0</u>

Las premisas relacionadas a la mortalidad futura están basadas en estadísticas publicadas y en tablas de mortalidad, según las cuales la expectativa promedio de vida en Venezuela de una persona retirada de 65 años, es de 13 años para las mujeres y de 11 años para los hombres.

La tasa de retorno esperada a largo plazo de los activos del plan en Venezuela para los planes de pensión es 15,6% y en el exterior para los planes de pensiones y otros beneficios de jubilación es de 8%. El retorno se basa exclusivamente en la expectativa de los rendimientos de las inversiones que PDVSA ha hecho en fondos externos para financiar las pensiones futuras de acuerdo con el plan de jubilación. Esta tasa es calculada con base en la totalidad del portafolio de inversión.

Información Histórica

A continuación se presenta la información histórica de los planes de pensiones y otros beneficios de jubilación para los cuatro años previos (en millones):

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
Dólares -					
Planes de pensiones -					
Valor presente de la obligación	5.063	4.857	3.998	2.992	3.097
Valor razonable de los activos del plan	<u>(2.700)</u>	<u>(2.556)</u>	<u>(2.677)</u>	<u>(2.375)</u>	<u>(2.632)</u>
Déficit en el plan	<u>2.363</u>	<u>2.301</u>	<u>1.321</u>	<u>617</u>	<u>465</u>
Otros beneficios de jubilación -					
Valor presente de la obligación	8.317	8.893	6.906	3.867	2.904
Valor razonable de los activos del plan	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>	<u>(1)</u>
Déficit en el plan	<u>8.316</u>	<u>8.892</u>	<u>6.905</u>	<u>3.866</u>	<u>2.903</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>	<u>2006</u>	<u>2005</u>
<i>Bolívares -</i>					
Planes de pensiones					
Valor presente de la obligación	10.885	10.443	8.596	6.433	6.659
Valor razonable de los activos del plan	<u>(5.805)</u>	<u>(5.495)</u>	<u>(5.756)</u>	<u>(5.106)</u>	<u>(5.659)</u>
Déficit en el plan	<u><u>5.080</u></u>	<u><u>4.948</u></u>	<u><u>2.840</u></u>	<u><u>1.327</u></u>	<u><u>1.000</u></u>
Otros beneficios de jubilación					
Valor presente de la obligación	17.881	19.120	14.848	8.314	6.543
Valor razonable de los activos del plan	<u>(2)</u>	<u>(2)</u>	<u>(2)</u>	<u>(2)</u>	<u>(2)</u>
Déficit en el plan	<u><u>17.879</u></u>	<u><u>19.118</u></u>	<u><u>14.846</u></u>	<u><u>8.312</u></u>	<u><u>6.541</u></u>

(24) Provisiones

Las provisiones se resumen a continuación (en millones):

	31 de diciembre de			
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	<u>Dólares</u>		<u>Bolívares</u>	
Asuntos ambientales (véase la nota 29)	1.853	1.640	3.985	3.526
Obligaciones por retiro de activos (véase la nota 14)	2.288	2.107	4.919	4.530
Litigios y otros reclamos (véase la nota 29)	<u>2.094</u>	<u>2.125</u>	<u>4.502</u>	<u>4.569</u>
	6.235	5.872	13.406	12.625
Menos porción corriente	<u>3.145</u>	<u>3.178</u>	<u>6.762</u>	<u>6.833</u>
Porción no corriente	<u><u>3.090</u></u>	<u><u>2.694</u></u>	<u><u>6.644</u></u>	<u><u>5.792</u></u>

Los costos y obligaciones de retiro de activos asociados a las principales estructuras utilizadas en las actividades de refinación, comercio y suministro no pudieron ser estimados, debido a que estos activos se consideran de uso indeterminado en el tiempo, como resultado de mantenimientos y reparaciones mayores, y no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados.

El movimiento de las provisiones durante el 2009, es el siguiente (en millones):

Dólares –

	<u>Saldo al 31 de diciembre de 2008</u>	<u>Aumento</u>	<u>Disminución</u>	<u>Saldo al 31 de diciembre de 2009</u>	<u>Porción corriente</u>	<u>Porción no corriente</u>
Asuntos ambientales	1.640	384	(171)	1.853	717	1.136
Obligaciones por retiro de activos	2.107	374	(193)	2.288	841	1.447
Litigios y otros reclamos	<u>2.125</u>	<u>139</u>	<u>(170)</u>	<u>2.094</u>	<u>1.586</u>	<u>508</u>

Bolívares –

	<u>Saldo al 31 de diciembre de 2008</u>	<u>Aumento</u>	<u>Disminución</u>	<u>Saldo al 31 de diciembre de 2009</u>	<u>Porción corriente</u>	<u>Porción no corriente</u>
Asuntos ambientales	3.526	826	(367)	3.985	1.542	2.443
Obligaciones por retiro de activos	4.530	804	(415)	4.919	1.808	3.111
Litigios y otros reclamos	<u>4.569</u>	<u>299</u>	<u>(366)</u>	<u>4.502</u>	<u>3.410</u>	<u>1.092</u>

(25) Acumulaciones y Otros Pasivos

Las acumulaciones y otros pasivos se resumen a continuación (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Retenciones y contribuciones por pagar	852	522	1.832	1.122
IVA	190	187	409	402
Regalías y otros impuestos por pagar (véase la nota 30)	2.083	1.718	4.478	3.694
Cuentas por pagar a empleados	820	860	1.763	1.849
Acumulación para obras de refinería	66	100	142	215
Prima en emisión de bonos (véase la nota 22)	362	383	778	823
Intereses por pagar	160	138	344	297
Dividendos por pagar	9	23	19	49
Anticipos recibidos de clientes	2.402	2.078	5.164	4.468
Acumulaciones por pagar a contratistas	6.443	5.015	13.852	10.782
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (véanse las notas 8-a y 30)	10.634	6.867	22.863	14.764
Cuentas por pagar a inversionistas no controladores (véanse las notas 8-a y 8-b)	1.218	1.346	2.619	2.894
Cuentas por pagar por adquisición de filiales (véase la nota 10)	844	253	1.815	545
Cuentas por pagar por incorporación de activos (véase la nota 14)	1.289	-	2.771	-
Otros	990	987	2.132	2.123
	<u>28.362</u>	<u>20.477</u>	<u>60.981</u>	<u>44.027</u>
Menos porción corriente	<u>25.851</u>	<u>17.635</u>	<u>55.582</u>	<u>37.916</u>
Porción no corriente	<u>2.511</u>	<u>2.842</u>	<u>5.399</u>	<u>6.111</u>

Anticipos Recibidos de Clientes

Durante los años 2009 y 2008, PDVSA 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 (Bs.7.553 millones) y \$3.400 millones (Bs.7.310 millones), respectivamente. Asimismo, durante los años 2009 y 2008 PDVSA cumplió con el suministro equivalente a \$3.398 millones (Bs.7.306 millones) y \$1.451 millones (Bs.3.120 millones), quedando un saldo de \$2.063 millones (Bs.4.435 millones) y \$1.949 millones (Bs.4.190 millones) al 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, que se incluyen en el rubro de anticipos recibidos de clientes.

Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas

Las cuentas por pagar a entidades relacionadas incluyen \$4.466 millones (Bs.9.602 millones) y \$4.400 millones (Bs.9.460 millones) correspondiente a pagarés con la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), emitidos en diciembre de 2009 y 2008, respectivamente, con fechas de vencimiento entre julio de 2010 y junio de 2011, y entre julio y noviembre de 2009, respectivamente, y tasas de interés anual entre 2,46% y 2,93%, y entre 1,80% y 1,96%, para los años 2009 y 2008, respectivamente. Entre los meses de julio y noviembre de 2009, PDVSA pagó \$4.400 millones (Bs.9.460 millones) correspondientes a pagarés emitidos en diciembre de 2008. Entre los meses de febrero y junio de 2008, PDVSA pagó \$6.000 millones (Bs.12.900 millones) correspondientes a los págares emitidos en diciembre de 2007.

Al 31 de diciembre de 2009, las cuentas por pagar a entidades relacionadas incluyen \$3.777 millones (Bs.8.121 millones), a ser pagadas en el año 2010 mediante compensaciones por los desembolsos que se realicen en la ejecución de actividades de desarrollo social, o a través de transferencias al patrimonio de la Compañía, según lo que decida el Accionista. Este monto proviene de inversiones efectuadas por cuenta de la República con los fondos recibidos del FONDEN en diciembre del año 2008 (véanse las notas 12, 21 y 30).

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

En el año 2007, PDVSA recibió del Ejecutivo Nacional los activos netos de los socios que decidieron no migrar a empresas mixtas, reconociendo en esta transacción un pasivo neto con la República Bolivariana de Venezuela por \$1.706 millones (Bs.3.657 millones), que se incluye en las cuentas por pagar a entidades relacionadas. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el detalle del saldo de este pasivo, es el siguiente (en millones):

	<u>Petrozuata</u>	<u>Cerro Negro</u>	<u>Hamaca</u>	<u>Total</u>
Dólares -				
Valor neto de los activos recibidos, menos el pago efectuado por PDVSA a distintos acreedores, por obligaciones financieras para liberar restricciones de los contratos de préstamos (véase la nota 8-a)	<u>795</u>	<u>28</u>	<u>883</u>	<u>1.706</u>
Bolívares -				
Valor neto de los activos recibidos, menos el pago efectuado por PDVSA a distintos acreedores, por obligaciones financieras para liberar restricciones de los contratos de préstamos (véase la nota 8-a)	<u>1.706</u>	<u>58</u>	<u>1.893</u>	<u>3.657</u>

Cuentas por Pagar a Inversionistas no Controladores

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las cuentas por pagar a inversionistas no controladores se encuentran conformadas por los acuerdos de compensación surgidos en el proceso de migración a empresas mixtas efectuado con ENI Dación, B.V. (véase la nota 8-b) por \$637 millones (Bs.1.370 millones) y \$730 millones (Bs.1.570 millones), respectivamente; por los intereses generados por Total Venezuela, S.A. en el convenio de finiquito (véase la nota 8-a) por \$11 millones (Bs.23 millones) al 31 de diciembre de 2009 y 2008; y deudas de capital de trabajo aportados por los accionistas Statoil Sincor AS y Total Venezuela, S.A. por \$138 millones (Bs.297 millones) y \$432 millones (Bs. 929 millones), respectivamente, al 31 de diciembre de 2009; y \$146 millones (Bs.314 millones) y \$459 millones (Bs.987 millones), respectivamente, al 31 de diciembre de 2008.

El 1° de julio de 2009, PDVSA Petróleo suscribió un acuerdo de pago con ENI Dación BV por \$104 millones (Bs.224 millones) para cancelar, a través del suministro de crudo y productos, la porción correspondiente al primer año del acuerdo de finiquito firmado en febrero de 2008 entre las partes involucradas, por el control del campo Dación. Al 31 de diciembre de 2009, PDVSA Petróleo despachó a ENI Dación BV productos equivalentes a \$93 millones (Bs.200 millones) correspondientes a este acuerdo.

Retenciones para el Programa de Empresas de Propiedad Social (EPS)

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se incluyen en el rubro de acumulaciones y otros pasivos, \$296 millones (Bs.636 millones) y \$133 millones (Bs.286 millones), respectivamente, correspondientes a las retenciones efectuadas por PDVSA a sus empresas contratistas para el fondo social establecido dentro del Programa de Empresas de Propiedad Social (EPS). Estos aportes constituyen un requisito contemplado en el nuevo esquema de contratación de obras y servicios de PDVSA y estará destinado a desarrollar proyectos u obras sociales para beneficio de las comunidades.

(26) Cuentas por Pagar a Proveedores

Las cuentas por pagar a proveedores incluyen lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
	<u>Dólares</u>		<u>Bolívares</u>	
Entidades relacionadas (véase la nota 30)	150	32	323	69
Comerciales (véase la nota 27)	<u>6.866</u>	<u>7.524</u>	<u>14.761</u>	<u>16.177</u>
	<u>7.016</u>	<u>7.556</u>	<u>15.084</u>	<u>16.246</u>

La exposición al riesgo de liquidez relacionado con las cuentas por pagar a proveedores es presentado en la nota 27.

(27) Instrumentos Financieros

(a) Riesgo de crédito

Exposición al riesgo de crédito

El valor en libros de los activos financieros representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito, y su detalle es el siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009		2008	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Cuentas por cobrar no corrientes (véase la nota 16)	2.575	2.845	5.536	6.116
Créditos fiscales por recuperar (véase la nota 13-k)	7.615	6.344	16.372	13.640
Documentos y cuentas por cobrar (véase la nota 19)	14.311	10.810	30.769	23.241
Efectivo restringido (véase la nota 17)	2.064	2.120	4.437	4.558
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.981	4.483	15.009	9.638
	<u>33.546</u>	<u>26.602</u>	<u>72.123</u>	<u>57.193</u>

La exposición máxima al riesgo de crédito para documentos y cuentas por cobrar comerciales por área geográfica es la siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009		2008	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Estados Unidos y Canadá	3.819	1.608	8.211	3.457
Centroamérica y el Caribe	1.335	3.790	2.871	8.149
Europa	169	889	363	1.911
Asia	1.066	301	2.292	647
Suramérica	1.054	642	2.266	1.380
Venezuela	1.735	625	3.731	1.345
	<u>9.178</u>	<u>7.855</u>	<u>19.734</u>	<u>16.889</u>

La exposición máxima al riesgo de crédito para documentos y cuentas por cobrar por tipo de cliente es la siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009		2008	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
Comerciales	7.269	6.158	15.628	13.240
Convenios energéticos	1.909	1.697	4.106	3.649
	<u>9.178</u>	<u>7.855</u>	<u>19.734</u>	<u>16.889</u>

Pérdidas por deterioro

La antigüedad de los documentos y cuentas por cobrar comerciales es la siguiente (en millones):

Antigüedad	31 de diciembre de							
	2009		2008		2009		2008	
	Bruto	Deterioro	Bruto	Deterioro	Bruto	Deterioro	Bruto	Deterioro
	Dólares				Bolívares			
Menor a 30 días	6.361	-	6.833	-	13.674	-	14.692	-
Entre 31 y 180 días	1.524	-	528	-	3.277	-	1.135	-
Entre 181 días y un año	639	-	101	-	1.377	-	217	-
Más de un año	654	651	393	393	1.406	1.406	845	845
	<u>9.178</u>	<u>651</u>	<u>7.855</u>	<u>393</u>	<u>19.734</u>	<u>1.406</u>	<u>16.889</u>	<u>845</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

La exposición máxima al riesgo de crédito se concentra en las cuentas por cobrar comerciales. PDVSA efectúa la estimación para cuentas de cobro dudoso con base en la antigüedad de los saldos y en los resultados de la evaluación de la cartera de clientes.

El movimiento de la estimación para cuentas de cobro dudoso durante los años 2009 y 2008 es el siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Saldos al 1° de enero	393	150	845	322
Aumentos	258	244	555	525
Disminuciones	-	(1)	-	(2)
Saldos al 31 de diciembre	<u>651</u>	<u>393</u>	<u>1.400</u>	<u>845</u>

Basado en índices históricos de mora, la Gerencia considera que no es necesaria una estimación para cuentas de cobro dudoso relacionada con las cuentas por cobrar comerciales vigentes o, que tengan una antigüedad menor a un año. Las cuentas por cobrar comerciales, están distribuidas en una amplia y confiable cartera de clientes a nivel mundial (véase la nota 6-a).

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(b) Riesgo de liquidez

A continuación se presentan los vencimientos contractuales de los pasivos financieros, incluyendo los pagos estimados de intereses, y excluyendo el impacto de acuerdos de compensación (en millones):

Dólares -

	Valor en libros		Flujos de efectivo contractual		6 meses o menos		Entre 6 y 12 meses		Entre 1 y 2 años		Entre 2 y 5 años		Más de 5 años	
	31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Pasivos financieros no derivados:														
Deuda financiera (véase la nota 22)	21,383	14,532	30,167	22,002	1,592	1,575	2,540	449	4,226	937	4,699	2,412	17,110	16,629
Pasivo de arrendamiento financiero (véase la nota 22)	36	563	48	688	9	34	10	34	6	117	6	108	17	395
Total deuda financiera	21,419	15,095	30,215	22,690	1,601	1,609	2,550	483	4,232	1,054	4,705	2,520	17,127	17,024
Otros pasivos (incluidos en acumulaciones y otros pasivos (véase la nota 25) (1))	17,279	11,054	17,279	11,112	6,139	2,565	6,640	6,182	1,988	1,030	1,345	-	1,167	1,335
Cuentas por pagar entidades relacionadas (véanse las nota 25 y 30)	150	32	150	32	-	-	150	32	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a proveedores (véase la nota 26)	6,866	7,524	6,866	7,524	6,405	6,828	461	696	-	-	-	-	-	-
Pasivos financieros derivados:														
Contratos de cambio a futuro:														
Salida de capitales	20	162	59	175	58	140	1	34	-	1	-	-	-	-
Ingreso de capitales	(22)	(274)	(193)	(288)	(184)	(229)	(8)	(58)	(1)	(1)	-	-	-	-
	45,712	33,593	54,376	41,245	14,019	10,913	9,794	7,369	6,219	2,084	6,050	2,520	18,294	18,359

Bolívares -

	Valor en libros		Flujos de efectivo contractual		6 meses o menos		Entre 6 y 12 meses		Entre 1 y 2 años		Entre 2 y 5 años		Más de 5 años	
	31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre		31 de diciembre	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Pasivos financieros no derivados:														
Deuda financiera (véase la nota 22)	45,973	31,244	64,860	47,304	3,423	3,386	5,461	965	9,086	2,015	10,103	5,186	36,787	35,752
Pasivo de arrendamiento financiero (véase la nota 22)	78	1,210	104	1,479	19	73	22	73	13	251	13	232	37	850
Total deuda financiera	46,051	32,454	64,964	48,783	3,442	3,459	5,483	1,038	9,099	2,266	10,116	5,418	36,824	36,602
Otros pasivos (incluidos en acumulaciones y otros pasivos (véase la nota 25) (1))	37,150	23,767	37,150	23,916	13,199	5,515	14,276	13,292	4,274	2,215	2,892	-	2,509	2,894
Cuentas por pagar entidades relacionadas (véanse las nota 25 y 30)	323	69	323	69	-	-	323	69	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar a proveedores (véase la nota 26)	14,761	16,177	14,761	16,177	13,771	14,680	991	1,497	-	-	-	-	-	-
Pasivos financieros derivados:														
Contratos de cambio a futuro:														
Salida de capitales	43	348	127	376	125	301	2	73	-	2	-	-	-	-
Ingreso de capitales	(47)	(589)	(415)	(619)	(396)	(492)	(17)	(125)	(2)	(2)	-	-	-	-
	98,281	72,226	116,910	88,702	30,141	23,463	21,058	15,844	13,371	4,481	13,008	5,418	39,333	39,496

(1) Incluye retenciones y contribuciones por pagar, IVA, regalías y otros impuestos por pagar, cuentas por pagar a entidades relacionadas, cuentas por pagar a los inversionistas no controladores, intereses por pagar, dividendos por pagar, cuentas por pagar por adquisición de filiales y cuentas por pagar por incorporación de activos.

(c) Riesgo de moneda extranjera

PDVSA tiene los siguientes activos y pasivos monetarios denominados en monedas distintas al dólar, los cuales se convierten a dólares a la tasa de cambio vigente a la fecha del estado consolidado de situación financiera (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Activos monetarios:				
Bolívares	16.736	15.980	35.982	34.357
Euros	349	1.052	750	2.262
Otras monedas	49	5	105	11
	<u>17.134</u>	<u>17.037</u>	<u>36.837</u>	<u>36.630</u>
Pasivos monetarios:				
Bolívares	21.654	26.496	46.556	56.966
Yenes	146	208	314	447
Otras monedas	351	56	755	120
	<u>22.151</u>	<u>26.760</u>	<u>47.625</u>	<u>57.533</u>
Posición monetaria neta pasiva	<u>(5.017)</u>	<u>(9.723)</u>	<u>(10.788)</u>	<u>(20.903)</u>

En el año 2008 el BCV comenzó a publicar un nuevo indicador inflacionario, denominado Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), producto de una revisión en la base de cálculo del Índice de Precios al Consumidor (IPC), el cual fue utilizado hasta el 31 de diciembre de 2007. El INPC, entre otras variables, considera una mayor cantidad de áreas geográficas en Venezuela, y el año 2007 como año base de su cálculo.

A continuación se indican las tasas de cambio con respecto al dólar al cierre contable, las tasas de cambio promedio anuales y los incrementos interanuales en el INPC y en el IPC, publicados por el BCV (véanse las notas 34-c y 34-g):

	31 de diciembre de	
	2009	2008
Tasas de cambio del dólar al cierre contable (Bs./\$1)	2,15	2,15
Tasas de cambio promedio anuales del dólar (Bs./\$1)	2,15	2,15
Incrementos interanuales del IPC (%)	26,90	31,90
Incrementos interanuales del INPC (%)	<u>25,10</u>	<u>30,90</u>

(d) Riesgo de tasa de interés

La composición por tipo de interés de los instrumentos financieros de PDVSA, es la siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Instrumentos a tasa fija -				
Depósitos a plazo fijo	393	446	845	1.161
Deuda financiera	(15.939)	(9.366)	(34.269)	(20.137)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (véase la nota 25)	(4.466)	(4.400)	(9.602)	(9.460)
	<u>(20.012)</u>	<u>(13.320)</u>	<u>(43.026)</u>	<u>(28.436)</u>
Instrumentos a tasa variable -				
Deuda financiera	(5.480)	(5.729)	(11.782)	(12.317)
	<u>(25.492)</u>	<u>(19.049)</u>	<u>(54.808)</u>	<u>(40.753)</u>

Análisis de sensibilidad del valor razonable para instrumentos a tasa fija

PDVSA no registra sus activos y pasivos financieros de tasa fija bajo el modelo de contabilización de cobertura del valor razonable, ni ha designado derivados como instrumentos de cobertura. Por lo tanto, un cambio en las tasas de interés no afectaría los resultados consolidados de PDVSA.

Análisis de sensibilidad del flujo de efectivo para deuda financiera a tasa variable

Una variación de un punto porcentual en las tasas de interés a la fecha de los estados financieros consolidados, habría aumentado (disminuido) los resultados consolidados en los montos mostrados a continuación. Este análisis asume que todas las otras variables se mantienen constantes y es realizado con la misma base del año 2008 (efecto en millones):

	Resultados			
	Aumento		Disminución	
	Un punto porcentual		Un punto porcentual	
	Dólares	Bolívares	Dólares	Bolívares
31 de diciembre de 2009 -				
Deuda financiera	57	123	(57)	(123)
31 de diciembre de 2008 -				
Deuda financiera	57	123	(57)	(123)

(e) Valor Razonable de los Instrumentos Financieros

Los valores razonables de los activos y pasivos financieros, junto con los valores en libros presentados en los estados consolidados de situación financiera son los siguientes (en millones):

Nota	31 de diciembre de				31 de diciembre de				
	2009		2008		2009		2008		
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable	
	Dólares				Bolívares				
Activos contabilizados al valor razonable:									
Cuentas por cobrar no corrientes	16	2.316	2.316	2.845	2.845	4.980	4.980	6.116	6.116
Créditos fiscales por recuperar	13-k	7.615	7.615	6.344	6.344	16.372	16.372	13.640	13.640
Documentos y cuentas por cobrar	19	14.311	14.311	10.810	10.810	30.769	30.769	23.241	23.241
Activos derivados (incluidos en gastos pagados por anticipado y otros activos)	20	22	22	274	274	47	47	589	589
Efectivo restringido	17	2.064	2.064	2.120	2.120	4.437	4.437	4.558	4.558
Valores negociables (incluidos en gastos pagados por anticipado y otros activos)	20	314	314	256	256	675	675	550	550
Efectivo y equivalentes de efectivo		6.981	6.981	4.483	4.483	15.009	15.009	9.638	9.638
Pasivos contabilizados al valor razonable:									
Deuda financiera	22	(21.419)	(14.870)	(15.095)	(9.746)	(46.051)	(31.971)	(32.454)	(20.954)
Cuentas por pagar a proveedores	25	(7.016)	(7.016)	(7.556)	(7.556)	(15.084)	(15.084)	(16.246)	(16.246)
Otros pasivos (incluidos en acumulaciones y otros pasivos) ⁽¹⁾	25	(23.788)	(23.788)	(16.169)	(16.169)	(51.144)	(51.144)	(34.764)	(34.764)
Pasivos derivados (incluidos en acumulaciones y otros pasivos)	25	(20)	(20)	(162)	(162)	(43)	(43)	(348)	(348)

(1) Incluye retenciones y otras contribuciones por pagar, IVA, regalías y otros impuestos por pagar, intereses por pagar, acumulaciones para obras de refinación, dividendos por pagar, acumulaciones por pagar a contratistas, cuentas por pagar a entidades relacionadas, cuentas por pagar a inversionistas no controladores, cuentas por pagar por adquisición de filiales y cuentas por pagar por incorporación de activos.

Las bases para la determinación de los valores razonables se revelan en la nota 5.

(28) Arrendamientos Operativos

Los pagos futuros por contratos de arrendamientos operativos, se resumen a continuación (en millones):

Años -	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
2009	-	414	-	890
2010	56	215	120	462
2011	48	193	103	415
2012	33	184	71	396
2013	32	183	69	393
2014	29	139	62	299
Años siguientes	212	-	456	-
Pagos futuros estimados por arrendamientos	<u>410</u>	<u>1.328</u>	<u>881</u>	<u>2.855</u>

El gasto de alquileres bajo contratos de arrendamientos operativos de los años 2009 y 2008, fue de aproximadamente \$417 millones (Bs.897 millones) y \$492 millones (Bs.1.058 millones), respectivamente, el cual se incluye en los gastos de operación.

(29) Compromisos y Contingencias

Garantías

Al 31 de diciembre de 2009, Petróleos de Venezuela, S.A. 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):

Compañías -	Obligaciones de garantías		Año de terminación
	Dólares	Bolívares	
Petróleos de Venezuela, S.A. (véase la nota 17)	203	436	2013
CITGO	6	13	2012
PDVSA Petróleo	93	200	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 (Bs.645 millones) depositados en las cuentas de PDVSA Cerro Negro, mantenidas en The Bank of New York Mellon, y corresponden a fondos liberados en favor de PDVSA Cerro Negro, como consecuencia de la recompra de la deuda contraída para el financiamiento del Proyecto Cerro Negro. La orden de embargo se otorgó sin notificar previamente a PDVSA Cerro Negro de la solicitud y fue confirmada el 13 de febrero de 2008. La suma embargada continuará retenida hasta la terminación del arbitraje (véase la nota 17).

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 (Bs.25.800 millones). 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 de América, donde varias empresas norteamericanas demandaron a PDVSA y sus filiales domiciliadas en los Estados Unidos de América. 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 de América, en perjuicio de los consumidores. El 1° de marzo de 2010 se llevará a cabo 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 "petróleo" y no otros productos o subproductos de los hidrocarburos; y que debe ser interpretado de manera restrictiva por cuanto involucra un beneficio fiscal (deducción). La gerencia de PDVSA y sus asesores legales han manifestado que la señalada sentencia, en principio, parece tener consistencia con el texto legal; sin embargo, defenderán el criterio de la deducibilidad a través de un recurso de apelación ante la Sala Política Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, la provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados es de \$1.345 millones (Bs.2.892 millones), 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 (Bs.291 millones) relacionada con obligaciones tributarias de PDVSA Petróleo correspondientes a los años 1994, 1995 y 1996 por \$830 millones (Bs.1.785 millones), por las cuales PDVSA ha efectuado pagos por un total de \$695 millones (Bs.1.494 millones), en Certificados de Reintegros Tributarios (CERT) a favor del SENIAT y en efectivo, por \$682 millones (Bs.1.466 millones) y \$13 millones (Bs.28 millones), 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 (Bs.2.238 millones). 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 millones (Bs.4.502 millones) y \$2.125 millones (Bs.4.569 millones), respectivamente (véase la nota 24). 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 la Compañía o en los resultados de sus operaciones.

Cumplimiento con Regulaciones Ambientales

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

PDVSA ha invertido aproximadamente \$42 millones (Bs.90 millones) e invertirá adicionalmente \$1 millón (Bs.2 millones) 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 Venezuela, a través del cual se ejecutaron \$180 millones (Bs.387 millones) en el año 2009, discriminados de la siguiente manera: \$133 millones (Bs.286 millones) en proyectos de adecuación ambiental, y \$47 millones (Bs.101 millones) para otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de aproximadamente \$665 millones (Bs.1.430 millones) 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 ambiental en relación con los pasivos que se generaron hasta el año 2004. Este plan tiene una duración de 12 años, a partir de su inicio en el año 2001 y contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudo fuera de especificación; materiales y desechos peligrosos; instalaciones, equipos abandonados y a 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 millones (Bs.826 millones) y \$583 millones (Bs.1.254 millones), respectivamente (véase la nota 24).

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

(30) Operaciones con Partes Relacionadas

PDVSA considera como partes relacionadas a su Accionista, sus compañías afiliadas, entidades controladas de forma conjunta, directores y ejecutivos de la Compañía y sus familiares, fondos de jubilación de los empleados, empresas propiedad del Accionista y otras instituciones gubernamentales.

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

petróleo crudo y productos por estos convenios por 168 MBD y 86 MBD, con un valor de \$6.462 millones (Bs.13.893 millones) y \$2.166 millones (Bs.4.657 millones), respectivamente. Según lo establecido en el Artículo N° 45 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, estos volúmenes entregados por cuenta de la República, son considerados como el cumplimiento de parte de la obligación que tiene PDVSA por concepto de regalía (véanse las notas 13-g, 16 y 19).

Como parte del proceso de apoyo a los proyectos sociales llevados a cabo por el Gobierno Nacional, PDVSA efectuó los siguientes aportes y contribuciones durante los años 2009 y 2008 (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Aportes para el desarrollo social incurridos a través de los fideicomisos en BANDES y otras instituciones financieras gubernamentales	1.027	1.315	2.208	2.826
Aportes a misiones, comunidades y otros	1.910	1.011	4.107	2.175
	2.937	2.326	6.315	5.001
Aportes al FONDEN	569	6.677	1.223	14.356
Contribución Especial (véase la nota 33-j)	8	5.730	16	12.320
	577	12.407	1.239	26.676

Durante el año 2009, siguiendo lineamientos estratégicos del Ejecutivo Nacional, con el objeto de cubrir las necesidades operativas y proyectos de inversión del sector eléctrico del país, PDVSA realizó aportes por \$700 millones (Bs.1.505 millones). Estos desembolsos se presentan en el estado consolidado de resultados integrales como aportes y contribuciones para el desarrollo social.

Saldos y Transacciones con Afiliadas y Entidades Controladas de Forma Conjunta

Los documentos y cuentas por cobrar a afiliadas y entidades controladas de forma conjunta comprenden lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Hovensa	909	314	1.954	675
Nynas	162	49	348	105
Petrojam Limited	102	-	219	-
Mount Vernon Phenol Plant (Mt. Vernon)	25	16	54	34
	1.198	379	2.575	814

Durante los años 2009 y 2008, PDVSA efectuó ventas a afiliadas y entidades controladas de forma conjunta, las cuales se resumen a continuación (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Hovensa	5.460	9.210	11.739	19.802
Nynas	1.036	1.376	2.227	2.958
Chalmette Refining	-	619	-	1.331
ROG	597	886	1.284	1.905
MC Bitor LTD	66	536	142	1.152
Mt. Vernon	154	305	331	656
Thyssen Citgo Petcoke Corporation	126	236	271	507
	7.439	13.168	15.994	28.311

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, PDVSA mantiene varios acuerdos de suministros que se resumen a continuación:

Entidad -	Convenio de suministro		Año de finalización
	(MBD)		
	2009	2008	
ROG	27	245	Período de la asociación, más 3 años adicionales
Nynas	54	57	Período de la asociación, más 3 años adicionales
Hovensa	238	270	Entre 2014 - 2022
	<u>319</u>	<u>572</u>	

Durante los años 2009 y 2008, CITGO adquirió productos refinados de varias compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta (Hovensa, Chalmette Refining y Mt. Vernon) bajo acuerdos a largo plazo. Estas compras, por \$3.375 millones (Bs.7.256 millones) en el 2009 y \$5.817 millones (Bs.12.506 millones) en el año 2008, se incluyen en los estados consolidados de resultados integrales de cada año como compras de petróleo crudo y sus productos. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las cuentas por pagar a proveedores incluyen \$150 millones (Bs.323 millones) y \$31 millones (Bs.67 millones), respectivamente, relacionadas con estas operaciones.

Saldos y Transacciones con Personal Clave de la Gerencia

Durante los años 2009 y 2008, las compensaciones hechas por PDVSA a sus directores, por concepto de sueldos y retribuciones a la seguridad social, fueron de aproximadamente \$1,20 millones (Bs.2,58 millones) y \$1,69 millones (Bs.3,63 millones), respectivamente.

En adición a los sueldos y retribuciones a la seguridad social, la Compañía también otorga beneficios no monetarios a sus directores y contribuye con beneficios definidos por contrato y beneficios post-retiro. De acuerdo con los términos de la normativa interna de PDVSA, los directores tienen los mismos derechos que el resto del personal, en cuanto a las condiciones de elegibilidad para optar por el plan de jubilación y para los otros beneficios post-retiro distintos a los planes de jubilación. Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el pasivo reconocido por estos conceptos es aproximadamente de \$2,74 millones (Bs.5,89 millones) y \$2,21 millones (Bs.4,75 millones), respectivamente, (véase la nota 23).

Algunos de los directores de la Compañía mantienen posiciones claves en otras entidades relacionadas. Como parte de sus atribuciones, pueden influir sobre las políticas operacionales y financieras en dichas entidades.

Saldos y Transacciones con Empresas Propiedad del Accionista y Otras Instituciones Gubernamentales

Durante los años 2009 y 2008, PDVSA efectuó ventas a empresas propiedad del Accionista y otras instituciones gubernamentales, las cuales se resumen a continuación (en millones):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE)	62	34	133	73
Siderúrgica del Orinoco, C.A.	32	40	69	86
C. A. Energía Eléctrica de Venezuela (Enelven)	20	55	43	118
C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (Enelvar)	18	47	39	101
Metanol de Oriente, S.A. (Metor)	-	97	-	209
Supermetanol, C.A.	-	93	-	200
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela, C.E.C. (Fertinitro)	78	217	168	467
PEQUIVEN	62	14	133	30
Otros	41	77	88	166
	<u>313</u>	<u>674</u>	<u>673</u>	<u>1.450</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Los documentos y cuentas por cobrar a empresas propiedad del Accionista y otras instituciones gubernamentales comprenden lo siguiente (en millones):

	31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
CORPOELEC	2.308	1.270	4.962	2.731
PEQUIVEN	388	269	834	578
Corporación Venezolana de Agraria	35	-	75	-
Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas, S.A.	104	-	224	-
Asociación Civil "Administradora de los Fondos de Pensiones de los Jubilados de Petróleos de Venezuela, S.A."	77	-	166	-
Cuentas por cobrar a empleados	257	219	553	471
Otros	508	198	1.092	426
	<u>3.677</u>	<u>1.956</u>	<u>7.906</u>	<u>4.206</u>

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las cuentas por cobrar a CADAFE incluyen, principalmente, las operaciones efectuadas por PDVSA Petróleo de suministro de diesel liviano y de apoyo financiero para ejecutar el plan de inversiones, las cuales pueden ser compensadas con el servicio de suministro de energía proporcionado por CADAFE. En este sentido, durante los años 2009 y 2008, PDVSA Petróleo compensó cuentas por cobrar a CADAFE por \$267 millones (Bs.574 millones) y \$24 millones (Bs.52 millones), respectivamente.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las cuentas por cobrar no corrientes a entidades relacionadas incluyen principalmente cuentas por cobrar a los empleados por \$803 millones (Bs.1.726 millones) y \$469 millones (Bs.1.008 millones), respectivamente, correspondiente a préstamos a empleados por beneficios contractuales; y cuentas por cobrar a PEQUIVEN por \$333 millones (Bs.716 millones) y 332 millones (Bs.714 millones), respectivamente, por fondos suministrados para ser utilizados como capital de trabajo.

Con la finalidad de atender los lineamientos establecidos por el MENPET y los planes estratégicos de PDVSA, la Compañía continuó, temporalmente, apoyando financieramente las actividades de PEQUIVEN. Este apoyo incluye préstamos para capital de trabajo con la finalidad de ejecutar el plan de inversiones del año 2006, descuentos en los precios del gas metano y financiamiento de cuentas por cobrar hasta por 180 días. Durante el año 2008, PDVSA suministró a PEQUIVEN fondos por \$240 (Bs.516 millones), para ser utilizados como capital de trabajo, las cuales se incluyen en las cuentas por cobrar no corrientes a entidades relacionadas (véase la nota 16).

Las operaciones efectuadas con entidades relacionadas al 31 de diciembre de 2009 y 2008, no indican necesariamente los resultados que se habrían obtenido de haberse realizado estas transacciones con terceras partes.

(31) Información sobre Operaciones de Producción, Refinación y Exportaciones

A continuación se presenta un resumen sobre los datos operacionales, relacionados con la producción de crudo, refinación y exportación, con base en los registros auxiliares de PDVSA y en los reportes de producción fiscalizada del MENPET (expresados en miles de barriles diarios - MBD):

	Años terminados el	
	31 de diciembre de	
	2009	2008
Producción de Crudo:		
Gestión directa ⁽¹⁾	2.269	2.382
Empresas mixtas liviano - mediano	349	378
Empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽²⁾	394	446
Participación de PDVSA en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco ⁽²⁾	-	29
Total producción propia de PDVSA	<u>3.012</u>	<u>3.235</u>
Producción Nación ⁽³⁾	<u>3.012</u>	<u>3.260</u>
Capacidad de refinación (no auditada):		
Sector nacional ⁽⁴⁾	1.303	1.303
Sector internacional ⁽⁵⁾	1.732	1.732
Total capacidad de refinación	<u>3.035</u>	<u>3.035</u>
Volumen de crudo procesado en las refinerías:		
Sector nacional	961	1.010
Sector internacional (no auditado)	1.373	1.431
Total volumen de crudo procesado en las refinerías	<u>2.334</u>	<u>2.441</u>
Exportación propia:		
Crudos	2.019	2.213
Productos	663	663
Total exportación propia	<u>2.682</u>	<u>2.876</u>
Exportación Nación ^(6, 7 y 8)	<u>2.682</u>	<u>2.897</u>

(1) Incluye petróleo crudo condensado de planta por 8 MBD en los años 2009 y 2008.

(2) En Gaceta Oficial N° 38.801, del 1 de noviembre de 2007, la Asamblea Nacional aprobó la creación de las empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2008 (véase la nota 8-a).

(3) Incluye 25 MBD en el año 2008, correspondiente a la participación de terceros en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (véase la nota 8-a).

(4) Incluye las refinerías del sector nacional: Centro Refinador Paraguaná – CRP (Amuay, Cardón y Bajo Grande), El Palito, Puerto la Cruz y San Roque.

(5) Incluye la alícuota correspondiente a PDVSA de las refinerías del sector internacional (Nynas AB, Ruhr Oel GmbH, Hovensa LLC y Chalmette Refining LLC); asimismo en las refinerías Isla, Lake Charles, Lemont, Corpus Christi; la participación de PDVSA es de un 100%.

(6) Incluye 21 MBD en el año 2008, correspondiente a la participación de terceros en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (véase la nota 8-a).

(7) Incluye ventas a Petroecuador por 21 MBD en el año 2009 y 38 MBD en el año 2008, las cuales se presentan en los estados financieros consolidados compensadas de las compras realizadas en el marco del convenio energético existente entre PDVSA y Petroecuador.

(8) Incluye 181 MBD por Convenios de Cooperación Energética y 188 MBD de Fondo Chino, despachados según acuerdos suscritos entre la República Bolivariana de Venezuela y los países integrantes de dichos acuerdos (véase la nota 13-g).

(32) Información Financiera de los Sectores Nacional e Internacional

Un resumen consolidado de la información financiera de PDVSA, por sectores y actividades se presenta a continuación, para dar cumplimiento al Artículo N° 20 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (en millones):

Dólares -	Sector Nacional										Sector Internacional		Eliminaciones, ajustes y reclasificaciones ⁽²⁾		Consolidado Mundial	
	Exploración y producción		Gas		Refinación, comercio, suministro y otros		Eliminaciones ⁽¹⁾		Total Sector Nacional		2009	2008	2009	2008	2009	2008
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Operaciones continuas:																
Ventas de petróleo crudo y sus productos:																
Exportaciones y en el exterior, netas																
	33,502	58,316	841	1,464	18,949	29,277	-	-	53,292	89,057	36,473	58,669	(19,129)	(25,238)	70,636	122,488
En Venezuela																
	9,786	14,302	2,270	3,866	2,135	19,802	(11,545)	(34,417)	2,646	3,553	6,666	7,905	(6,666)	(8,654)	2,646	2,804
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros																
	-	-	-	-	1,524	1,072	-	-	1,524	1,072	190	-	-	-	1,714	1,072
	<u>43,288</u>	<u>72,618</u>	<u>3,111</u>	<u>5,330</u>	<u>22,608</u>	<u>50,151</u>	<u>(11,545)</u>	<u>(34,417)</u>	<u>57,462</u>	<u>93,682</u>	<u>43,329</u>	<u>66,574</u>	<u>(25,795)</u>	<u>(33,892)</u>	<u>74,996</u>	<u>126,364</u>
Compras neta de variación de inventario:																
Petróleo crudo y sus productos																
	9,454	13,928	658	865	12,712	35,292	(11,545)	(34,279)	11,279	15,806	40,249	61,923	(25,596)	(33,129)	25,932	44,600
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros																
	-	-	-	-	1,083	693	-	-	1,083	693	179	-	-	-	1,262	693
Gastos de operación																
	12,130	9,755	753	913	1,217	2,900	-	-	14,100	13,568	2,354	3,888	(19)	(171)	16,435	17,285
Gastos de exploración																
	247	375	-	-	-	-	-	-	247	375	-	-	-	-	247	375
Depreciación y amortización																
	3,818	3,573	282	260	1,127	895	-	-	5,227	4,728	567	492	-	-	5,794	5,220
Gastos de venta, administración y generales																
	1,057	1,987	126	269	3,222	2,269	-	-	4,405	4,525	580	457	-	-	4,985	4,982
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos																
	12,246	22,348	432	655	682	459	-	-	13,360	23,462	-	-	-	-	13,360	23,462
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:																
Aportes para el desarrollo social																
	-	-	-	-	2,937	2,326	-	-	2,937	2,326	-	-	-	-	2,937	2,326
Contribuciones al FONDEN																
	577	9,938	-	-	-	2,469	-	-	577	12,407	-	-	-	-	577	12,407
(Ingresos) gastos financieros:																
Ingresos financieros																
	(64)	-	-	-	(5,738)	(1,310)	-	-	(5,802)	(1,310)	(71)	(185)	-	(85)	(5,873)	(1,580)
Gastos financieros																
	78	348	(2)	1	699	1,362	-	-	775	1,711	60	153	-	(84)	835	1,780
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas en forma conjunta																
	-	-	(51)	(32)	-	2	-	-	(51)	(30)	191	(123)	-	-	140	(153)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta																
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(998)	-	-	-	(998)
Otros egresos (ingresos), neto																
	819	1,966	510	681	(746)	287	-	-	583	2,934	(195)	(974)	19	290	407	2,250
	<u>40,362</u>	<u>64,218</u>	<u>2,708</u>	<u>3,612</u>	<u>17,195</u>	<u>47,644</u>	<u>(11,545)</u>	<u>(34,279)</u>	<u>48,720</u>	<u>81,195</u>	<u>43,914</u>	<u>64,633</u>	<u>(25,596)</u>	<u>(33,179)</u>	<u>67,038</u>	<u>112,649</u>
Ganancia antes impuesto sobre la renta																
	2,926	8,400	403	1,718	5,413	2,507	-	(138)	8,742	12,487	(585)	1,941	(199)	(713)	7,958	13,715
Impuesto sobre la renta																
	964	2,338	67	356	2,414	794	-	-	3,445	3,488	(152)	1,674	37	(881)	3,330	4,281
	<u>1,962</u>	<u>6,062</u>	<u>336</u>	<u>1,362</u>	<u>2,999</u>	<u>1,713</u>	<u>-</u>	<u>(138)</u>	<u>5,297</u>	<u>8,999</u>	<u>(433)</u>	<u>267</u>	<u>(236)</u>	<u>168</u>	<u>4,628</u>	<u>9,434</u>
Operaciones descontinuadas:																
(Pérdida) ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto																
	(234)	-	-	-	-	73	-	-	(234)	73	-	-	-	(16)	(234)	57
Ganancia neta																
	<u>1,728</u>	<u>6,062</u>	<u>336</u>	<u>1,362</u>	<u>2,999</u>	<u>1,786</u>	<u>-</u>	<u>(138)</u>	<u>5,063</u>	<u>9,072</u>	<u>(433)</u>	<u>267</u>	<u>(236)</u>	<u>152</u>	<u>4,394</u>	<u>9,491</u>
Otros resultados integrales:																
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero																
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	(78)	-	-	104	(78)
Total ganancia integral																
	<u>1,728</u>	<u>6,062</u>	<u>336</u>	<u>1,362</u>	<u>2,999</u>	<u>1,786</u>	<u>-</u>	<u>(138)</u>	<u>5,063</u>	<u>9,072</u>	<u>(329)</u>	<u>189</u>	<u>(236)</u>	<u>152</u>	<u>4,498</u>	<u>9,413</u>

(1) Representa las eliminaciones de ventas, compras y costos entre actividades.

(2) Representa las eliminaciones, ajustes y reclasificaciones de ventas, compras y otros entre los sectores nacional e internacional para efectos de consolidación de los estados financieros

El sector nacional se conforma principalmente por las siguientes compañías: Palmaven, S.A. y su filial, Bitúmenes Orinoco, S.A., PDVSA Gas, S.A. y sus filiales, PDVSA Petróleo, S.A. y sus filiales, PDVSA Agrícola, S.A. y sus filiales, Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. y sus filiales, y Deltaven, S.A.

Dólares -	Sector Nacional								Sector		Eliminaciones, ajustes y reclasificaciones ⁽¹⁾		Consolidado Mundial	
	Exploración y producción		Gas		Refinación, comercio, suministro y otros		Total Sector Nacional		Internacional					
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Activo														
Propiedades, plantas y equipos, neto	53,378	49,228	10,388	8,818	13,544	9,898	77,310	67,944	6,147	5,066	-	-	83,457	73,010
Inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	-	-	125	106	5,944	1,357	6,069	1,463	2,023	2,076	(6,193)	(1,604)	1,899	1,935
Impuesto sobre la renta diferido	6,171	3,453	298	308	4,038	3,381	10,507	7,142	-	223	166	360	10,673	7,725
Cuentas por cobrar y otros activos	5,954	3,662	51	46	3,115	3,157	9,120	6,865	186	490	(6,127)	(3,798)	3,179	3,557
Créditos fiscales por recuperar, neto de porción corriente	-	4,121	-	-	-	1,453	-	5,574	-	-	-	(2,166)	-	3,408
Efectivo restringido, neto de porción corriente	653	976	-	-	670	797	1,323	1,773	25	-	301	-	1,649	1,773
Total activo no corriente	66,156	61,440	10,862	9,278	27,311	20,043	104,329	90,761	8,381	7,855	(11,853)	(7,208)	100,857	91,408
Inventarios	1,643	1,693	422	359	3,317	4,212	5,382	6,264	3,550	3,144	(430)	(730)	8,502	8,678
Créditos fiscales por recuperar	5,002	408	92	47	2,505	304	7,599	759	16	11	-	2,166	7,615	2,936
Documentos y cuentas por cobrar	4,716	2,856	963	495	7,734	5,315	13,413	8,666	4,375	4,523	(3,477)	(2,379)	14,311	10,810
Gastos pagados por anticipado y otros activos	3,289	1,660	743	925	5,761	6,521	9,793	9,106	4,041	3,385	(2,914)	(3,162)	10,920	9,329
Efectivo restringido	203	90	-	-	513	201	716	291	-	56	(301)	-	415	347
Efectivo y equivalentes de efectivo	588	1,434	6	(5)	4,350	1,230	4,944	2,659	2,037	1,824	-	-	6,981	4,483
Activos mantenidos para para la venta	-	-	-	-	-	3,744	-	3,744	-	97	-	-	-	3,841
Total activo corriente	15,441	8,141	2,226	1,821	24,180	21,527	41,847	31,489	14,019	13,040	(7,122)	(4,105)	48,744	40,424
Total activo	81,597	69,581	13,088	11,099	51,491	41,570	146,176	122,250	22,400	20,895	(18,975)	(11,313)	149,601	131,832
Patrimonio														
Pasivo														
Deuda financiera, neta de porción corriente	8,777	5,683	-	355	7,784	4,663	16,561	10,701	1,928	2,169	-	548	18,489	13,418
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro, neto de porción corriente	3,438	1,854	353	232	2,460	1,773	6,251	3,859	675	609	-	809	6,926	5,277
Impuesto sobre la renta diferido	270	4	1	1	524	614	795	619	1,361	1,083	-	-	2,156	1,702
Provisiones, neto de porción corriente	2,514	1,975	170	193	138	120	2,822	2,288	268	406	-	-	3,090	2,694
Acumulaciones y otros pasivos, neto de porción corriente	1,154	1,792	1,734	246	150	2,678	3,038	4,716	6,012	4,512	(6,539)	(6,386)	2,511	2,842
Total pasivo no corriente	16,153	11,308	2,258	1,027	11,056	9,848	29,467	22,183	10,244	8,779	(6,539)	(5,029)	33,172	25,933
Deuda financiera	1,025	717	1,107	-	145	876	2,277	1,593	653	68	-	16	2,930	1,677
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	291	125	178	-	60	1,090	529	1,215	24	69	-	(808)	553	476
Cuentas por pagar a proveedores	4,107	878	892	829	2,580	5,306	7,579	7,013	3,617	3,491	(4,180)	(2,948)	7,016	7,556
Impuesto sobre la renta por pagar	2,006	1,434	(32)	87	511	379	2,485	1,900	60	147	-	-	2,545	2,047
Provisiones	2,547	2,710	177	120	143	141	2,867	2,971	278	207	-	-	3,145	3,178
Acumulaciones y otros pasivos	16,210	5,530	3,280	1,347	8,908	10,571	28,398	17,448	1,578	1,577	(4,125)	(1,390)	25,851	17,635
Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	1,817	-	1,817	-	-	-	-	-	1,817
Total pasivo corriente	26,186	11,394	5,602	2,383	12,347	20,180	44,135	33,957	6,210	5,559	(8,305)	(5,130)	42,040	34,386
Total pasivo	42,339	22,702	7,860	3,410	23,403	30,028	73,602	56,140	16,454	14,338	(14,844)	(10,159)	75,212	60,319
Total patrimonio y pasivo	81,597	69,581	13,088	11,099	51,491	41,570	146,176	122,250	22,400	20,895	(18,975)	(11,313)	149,601	131,832

(1) Representan eliminaciones, ajustes y reclasificaciones entre los sectores nacional e internacional para efectos de consolidación de los estados financieros.

<i>Bolívares -</i>	Sector Nacional										Sector Internacional		Eliminaciones, ajustes y reclasificaciones ⁽²⁾		Consolidado Mundial	
	Exploración y producción		Gas		Refinación, comercio, suministro y otros		Eliminaciones ⁽¹⁾		Total Sector Nacional		2009	2008	2009	2008	2009	2008
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008						
Operaciones continuas:																
Ventas de petróleo crudo y sus productos:																
Exportaciones y en el exterior, netas	72,029	125,379	1,808	3,148	40,740	62,946	-	-	114,577	191,473	78,417	126,138	(41,127)	(54,262)	151,867	263,349
En Venezuela	21,040	30,749	4,881	8,312	4,590	42,574	(24,822)	(73,997)	5,689	7,638	14,332	16,996	(14,332)	(18,605)	5,689	6,029
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	-	-	-	-	3,277	2,305	-	-	3,277	2,305	408	-	-	-	3,685	2,305
	<u>93,069</u>	<u>156,128</u>	<u>6,689</u>	<u>11,460</u>	<u>48,607</u>	<u>107,825</u>	<u>(24,822)</u>	<u>(73,997)</u>	<u>123,543</u>	<u>201,416</u>	<u>93,157</u>	<u>143,134</u>	<u>(55,459)</u>	<u>(72,867)</u>	<u>161,241</u>	<u>271,683</u>
Compras neta de variación de inventario:																
Compras de petróleo crudo y sus productos	20,327	29,945	1,415	1,860	27,332	75,878	(24,822)	(73,700)	24,252	33,983	86,533	133,134	(55,031)	(71,227)	55,754	95,890
Productos alimenticios, de consumo masivo y otros	-	-	-	-	2,328	1,490	-	-	2,328	1,490	385	-	-	-	2,713	1,490
Gastos de operación	26,080	20,972	1,619	1,963	2,616	6,235	-	-	30,315	29,170	5,061	8,359	(41)	(367)	35,335	37,162
Gastos de exploración	531	806	-	-	-	-	-	-	531	806	-	-	-	-	531	806
Depreciación y amortización	8,209	7,681	606	559	2,423	1,924	-	-	11,238	10,164	1,219	1,058	-	-	12,457	11,222
Gastos de venta, administración y generales	2,273	4,272	271	578	6,927	4,878	-	-	9,471	9,728	1,247	983	-	-	10,718	10,711
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	26,329	48,048	929	1,408	1,466	987	-	-	28,724	50,443	-	-	-	-	28,724	50,443
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:																
Aportes para el desarrollo social	-	-	-	-	6,315	5,001	-	-	6,315	5,001	-	-	-	-	6,315	5,001
Contribuciones al FONDEN	1,239	21,367	-	-	-	5,309	-	-	1,239	26,676	-	-	-	-	1,239	26,676
(Ingresos) gastos financieros:																
Ingresos financieros	(138)	-	-	-	(12,336)	(2,817)	-	-	(12,474)	(2,817)	(153)	(398)	-	(182)	(12,627)	(3,397)
Gastos financieros	167	748	(4)	2	1,503	2,929	-	-	1,666	3,679	129	329	-	(181)	1,795	3,827
Participación en resultados netos de afiliadas y entidades controladas en forma conjunta	-	-	(110)	(69)	-	4	-	-	(110)	(65)	411	(264)	-	-	301	(329)
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,146)	-	-	-	(2,146)
Otros egresos (ingresos), neto	1,761	4,227	1,097	1,464	(1,604)	617	-	-	1,254	6,308	(420)	(2,093)	41	624	875	4,839
	<u>86,778</u>	<u>138,066</u>	<u>5,823</u>	<u>7,765</u>	<u>36,970</u>	<u>102,435</u>	<u>(24,822)</u>	<u>(73,700)</u>	<u>104,749</u>	<u>174,566</u>	<u>94,412</u>	<u>138,962</u>	<u>(55,031)</u>	<u>(71,333)</u>	<u>144,130</u>	<u>242,195</u>
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	6,291	18,062	866	3,695	11,637	5,390	-	(297)	18,794	26,850	(1,255)	4,172	(428)	(1,534)	17,111	29,488
Impuesto sobre la renta	2,073	5,027	144	765	5,190	1,707	-	-	7,407	7,499	(327)	3,599	80	(1,894)	7,160	9,204
Ganancia neta de operaciones continuas	<u>4,218</u>	<u>13,035</u>	<u>722</u>	<u>2,930</u>	<u>6,447</u>	<u>3,683</u>	<u>-</u>	<u>(297)</u>	<u>11,387</u>	<u>19,351</u>	<u>(928)</u>	<u>573</u>	<u>(508)</u>	<u>360</u>	<u>9,951</u>	<u>20,284</u>
Operaciones descontinuas:																
(Pérdida) ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	(503)	-	-	-	-	157	-	-	(503)	157	-	-	-	(34)	(503)	123
Ganancia neta	<u>3,715</u>	<u>13,035</u>	<u>722</u>	<u>2,930</u>	<u>6,447</u>	<u>3,840</u>	<u>-</u>	<u>(297)</u>	<u>10,884</u>	<u>19,508</u>	<u>(928)</u>	<u>573</u>	<u>(508)</u>	<u>326</u>	<u>9,448</u>	<u>20,407</u>
Otros resultados integrales:																
Resultado en cambio al convertir operaciones en el extranjero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	224	(168)	-	-	224	(168)
Total ganancia integral	<u>3,715</u>	<u>13,035</u>	<u>722</u>	<u>2,930</u>	<u>6,447</u>	<u>3,840</u>	<u>-</u>	<u>(297)</u>	<u>10,884</u>	<u>19,508</u>	<u>(704)</u>	<u>405</u>	<u>(508)</u>	<u>326</u>	<u>9,672</u>	<u>20,239</u>

(1) Representa las eliminaciones de ventas, compras y costos entre actividades.

(2) Representa las eliminaciones, ajustes y reclasificaciones de ventas, compras y otros entre los sectores nacional e internacional para efectos de consolidación de los estados financieros.

Bolívares -	Sector Nacional												Sector Internacional		Eliminaciones, ajustes y reclasificaciones ⁽¹⁾		Consolidado Mundial	
	Exploración y producción		Gas		Refinación, comercio, suministro y otros		Total Sector Nacional		Sector Internacional		Eliminaciones, ajustes y reclasificaciones ⁽¹⁾		Consolidado Mundial					
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008				
Activo																		
Propiedades, plantas y equipos, neto	114,765	105,840	22,334	18,959	29,120	21,281	166,219	146,080	13,216	10,892	-	-	179,435	156,972				
Inversiones en afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	-	-	268	228	12,780	2,918	13,048	3,146	4,349	4,463	(13,314)	(3,449)	4,083	4,160				
Impuesto sobre la renta diferido	13,268	7,424	639	662	8,682	7,269	22,589	15,355	-	479	358	775	22,947	16,609				
Cuentas por cobrar y otros activos	12,801	7,873	110	99	6,697	6,788	19,608	14,760	400	1,054	(13,173)	(8,166)	6,835	7,648				
Créditos fiscales por recuperar, neto de porción corriente	-	8,860	-	-	-	3,124	-	11,984	-	-	-	(4,657)	-	7,327				
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1,404	2,098	-	-	1,440	1,714	2,844	3,812	54	-	647	-	3,545	3,812				
Total activo no corriente	142,238	132,095	23,351	19,948	58,719	43,094	224,308	195,137	18,019	16,888	(25,482)	(15,497)	216,845	196,528				
Inventarios	3,532	3,640	907	772	7,132	9,056	11,571	13,468	7,633	6,760	(925)	(1,570)	18,279	18,658				
Créditos fiscales por recuperar	10,754	877	198	101	5,386	654	16,338	1,632	34	24	-	4,657	16,372	6,313				
Documentos y cuentas por cobrar	10,139	6,140	2,070	1,064	16,630	11,427	28,839	18,631	9,406	9,724	(7,476)	(5,114)	30,769	23,241				
Gastos pagados por anticipado y otros activos	7,071	3,569	1,597	1,989	12,387	14,020	21,055	19,578	8,688	7,278	(6,265)	(6,799)	23,478	20,057				
Efectivo restringido	436	194	-	-	1,103	432	1,539	626	-	120	(647)	-	892	746				
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,264	3,083	13	(11)	9,352	2,645	10,629	5,717	4,380	3,922	-	(1)	15,009	9,638				
Activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	8,050	-	8,050	-	209	-	(1)	-	8,258				
Total activo corriente	33,196	17,503	4,785	3,915	51,990	46,284	89,971	67,702	30,141	28,037	(15,313)	(8,828)	104,799	86,911				
Total activo	175,434	149,598	28,136	23,863	110,709	89,378	314,279	262,839	48,160	44,925	(40,795)	(24,325)	321,644	283,439				
Patrimonio																		
Pasivo																		
Deuda financiera, neta de porción corriente	18,871	12,218	-	763	16,735	10,025	35,606	23,006	4,145	4,663	-	1,181	39,751	28,850				
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro, neto de porción corriente	7,392	3,986	759	499	5,289	3,812	13,440	8,297	1,451	1,309	-	1,740	14,891	11,346				
Impuesto sobre la renta diferido	581	9	2	2	1,126	1,320	1,709	1,331	2,926	2,328	-	1	4,635	3,660				
Provisiones, neto de porción corriente	5,405	4,246	366	415	297	258	6,068	4,919	576	873	-	-	6,644	5,792				
Acumulaciones y otros pasivos, neto de porción corriente	2,481	3,852	3,728	529	323	5,758	6,532	10,139	12,926	9,701	(14,059)	(13,729)	5,399	6,111				
Total pasivo no corriente	34,730	24,311	4,855	2,208	23,770	21,173	63,355	47,692	22,024	18,874	(14,059)	(10,807)	71,320	55,759				
Deuda financiera	2,204	1,542	2,380	-	312	1,883	4,896	3,425	1,404	146	-	33	6,300	3,604				
Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	626	269	383	-	128	2,344	1,137	2,613	52	148	-	(1,737)	1,189	1,024				
Cuentas por pagar a proveedores	8,830	1,888	1,918	1,782	5,546	11,408	16,294	15,078	7,777	7,506	(8,987)	(6,338)	15,084	16,246				
Impuesto sobre la renta por pagar	4,313	3,083	(69)	187	1,099	815	5,343	4,085	129	316	-	(1)	5,472	4,400				
Provisiones	5,476	5,827	381	258	307	303	6,164	6,388	598	445	-	-	6,762	6,833				
Acumulaciones y otros pasivos	34,852	11,890	7,052	2,896	19,154	22,728	61,058	37,514	3,393	3,391	(8,869)	(2,989)	55,582	37,916				
Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	3,907	-	3,907	-	-	-	-	-	3,907				
Total pasivo corriente	56,301	24,499	12,045	5,123	26,546	43,388	94,892	73,010	13,353	11,952	(17,856)	(11,032)	90,389	73,930				
Total pasivo	91,031	48,810	16,900	7,331	50,316	64,561	158,247	120,702	35,377	30,826	(31,915)	(21,839)	161,709	129,689				
Total patrimonio y pasivo	175,434	149,598	28,136	23,863	110,709	89,378	314,279	262,839	48,160	44,925	(40,795)	(24,325)	321,644	283,439				

(1) Representan eliminaciones, ajustes y reclasificaciones entre los sectores nacional e internacional para efectos de consolidación de los estados financieros.

(33) Leyes, Resoluciones y Contribuciones Legales***Leyes y Resoluciones*****(a) *Ley de Reforma Parcial de la Ley del Banco Central de Venezuela***

Con fecha 6 de noviembre de 2009 fue publicada en la Gaceta Oficial N° 39.301, la Ley de Reforma Parcial de la Ley del Banco Central de Venezuela, en la cual entre otras modificaciones, se autoriza al BCV a comprar y vender en el mercado abierto, títulos valores y otros instrumentos financieros emitidos por PDVSA. En tal sentido, se establece que la oferta para la adquisición de títulos valores emitidos por PDVSA deberá ser autorizada por el Ejecutivo Nacional y se celebrará con sujeción a los objetivos previstos en la coordinación interinstitucional.

(b) *Modificación de los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas*

El 28 de septiembre de 2009, se publicó en la Gaceta Oficial N° 39.273, la modificación del Acuerdo de Creación y Funcionamiento de las empresas mixtas, donde se establecen los nuevos porcentajes de distribución de la regalía adicional de 3,33%, también conocida como ventaja especial que, por actividades petroleras, deben cancelar las empresas mixtas. La modificación del Acuerdo establece que la distribución será de la siguiente manera: a) 2,22% para un Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO), el cual es administrado directamente por el Ejecutivo Nacional y se dedicará a los proyectos de desarrollo endógeno establecidos en el marco de los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo, y b) 1,11% para los municipios donde se realizan actividades petroleras en el país, distribuidos en 30% para los municipios donde se desarrollen las actividades primarias de la empresa mixta y, 70% para el resto de los municipios del país donde se realizan actividades petroleras, en proporción a la población y al índice de desarrollo humano de cada una de dichas entidades (véase la nota 13-m).

(c) *Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos*

El 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, la cual tiene como objeto reservar al Estado, por su condición estratégica, bienes y servicios conexos a la realización de las actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que serán ejecutadas por PDVSA o la filial que ésta designe (véanse las notas 10, 14 y 25).

(d) *Instructivo Presidencial para la Eliminación del Gasto Suntuario o Superfluo en el Sector Público Nacional*

En Gaceta Oficial N° 38.146, del 25 de marzo de 2009, se publicó el Decreto N° 6.649 de la Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela, mediante el cual se dicta el Instructivo Presidencial para la Eliminación del Gasto Suntuario o Superfluo en el Sector Público Nacional, aplicable a todos los órganos y entes de la administración pública nacional.

(e) *Medidas Económicas Anunciadas por el Ejecutivo Nacional*

El 21 de marzo de 2009, el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, anunció en Consejo de Ministros un conjunto de medidas económicas para enfrentar la reducción de los precios del petróleo. Entre las medidas anunciadas se encuentran el aumento del IVA de 9% a 12% y el decreto de aumento del salario mínimo en 20%, 10% a partir de mayo y 10% restante para septiembre de 2009.

(f) *Resolución por la cual se establecen las Normas para el Manejo, Calidad y Expendio de Combustibles*

El 16 de marzo de 2009, se publicó en la Gaceta Oficial N° 39.139 la Resolución por la cual se establecen las Normas para el Manejo, Calidad y Expendio de Combustibles, la cual tiene por objeto regular la actividad de expendio de combustibles, específicamente las gasolinas para motores de combustión interna y el diesel automotor, en cuanto al manejo, calidad y almacenamiento de los mismos.

(g) *Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos*

El 18 de setiembre de 2008, se publicó en Gaceta Oficial N° 39.019, la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, que reserva al Estado la actividad de intermediación para el suministro de combustibles líquidos, por razones de conveniencia nacional, carácter estratégico, servicio público y de primera necesidad, realizada entre PDVSA, sus filiales y los establecimientos dedicados a su expendio (véanse las notas 10 y 14).

(h) Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico

En Gaceta Oficial N° 38.736, del 31 de julio de 2007, se publicó el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico, el cual crea la sociedad anónima Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC) adscrita al MENPET, cuya actividad se centrará en la generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. El capital social será suscrito 75% por la República Bolivariana de Venezuela, a través del MENPET, y 25% por PDVSA. Esta Ley ordena a la República, a la Corporación Venezolana de Guayana (CVG) y a PDVSA, transferir las acciones que posean de empresas eléctricas públicas a CORPOELEC (véanse las notas 9, 16 y 30).

(i) Ley de Expropiación por Causa de Utilidad Pública o Social

El 1° de julio de 2002, se publicó en Gaceta Oficial N° 37.475, la Ley de Expropiación por Causa de Utilidad Pública o Social, la cual tiene como objeto regular la transferencia del derecho de propiedad o algún otro derecho de los particulares, sobre bienes necesarios para lograr la satisfacción del bien común, proporcionando a la República en general, cualesquiera usos o mejoras que procuren el beneficio común, bien sea ejecutadas por cuenta de la República, de los estados, de los municipios, institutos autónomos, particulares o, empresas debidamente autorizadas.

Contribuciones Legales**(j) Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos**

Durante 2008, fueron publicadas la Ley de Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos y las correspondientes resoluciones N° 151 y N° 195 del MENPET, las cuales establecen una contribución especial que será pagada mensualmente por quienes exporten o transporten al exterior hidrocarburos líquidos y productos derivados. El monto de la contribución será equivalente a: a) 50% de la diferencia del precio promedio mensual del crudo de la “cesta venezolana” y el precio umbral de \$70 por barril; y b) 60% de la diferencia del precio promedio mensual del crudo de la “cesta venezolana” y el precio umbral que exceda de \$100 por barril. Dicha contribución se hará por cada barril de petróleo exportado o transportado al exterior, será liquidada mensualmente por el MENPET y pagada al FONDEN. Los estados consolidados de resultados integrales por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, incluyen en el rubro aportes y contribuciones para el desarrollo social \$8 millones (Bs.16 millones) y \$5.730 millones (Bs.12.320 millones), respectivamente, por concepto de esta contribución especial (véase la nota 30).

(k) Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación

En agosto de 2005 se promulgó la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación. De acuerdo con esta Ley, a partir del 1° de enero de 2006, las grandes empresas del país deben destinar, anualmente, una cantidad equivalente a 0,5% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional, en actividades de inversión en ciencia, tecnología e innovación. Además, la Ley establece que estas grandes empresas del país, que se dediquen a las actividades establecidas en las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y de Hidrocarburos Gaseosos, deberán aportar anualmente una cantidad equivalente a 2% de los ingresos brutos obtenidos en el territorio nacional en actividades de inversión en ciencia, tecnología e innovación. Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, la Compañía determinó un aporte por \$2.601 millones (Bs.5.593 millones) y \$1.656 millones (Bs.3.559 millones), respectivamente, el cual fue compensado con desembolsos relacionados con inversión en actividades de ciencia, tecnología e innovación, efectuados durante esos años.

(l) Ley Orgánica contra el Tráfico Ilícito y el Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas (LOCTICSEP)

En diciembre de 2005 fue publicada la Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito y el Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas (LOCTICSEP). La mencionada Ley establece que todas las personas jurídicas que ocupen cincuenta trabajadores o más, destinarán 1% de la ganancia neta anual, a programas de prevención integral social contra el tráfico y consumo de drogas ilícitas y, de este porcentaje, se destinará 0,5% para los programas de protección integral a favor de los niños, niñas y adolescentes.

El 31 de mayo de 2006, la Oficina Nacional Antidrogas (ONA) publicó un aviso donde se prorroga el proceso para comenzar los aportes mencionados en dicha ley; por lo tanto al 31 de diciembre de 2009 y 2008 no se han efectuado pagos por este concepto.

En Gaceta Oficial N° 39.211 de fecha 1° de julio de 2009, se publicó el Decreto Presidencial N° 6.776, mediante el cual se dictó el Reglamento Parcial de la LOCTICSEP, que tiene por finalidad definir y establecer los lineamientos, mecanismos, modalidades, formas y oportunidades en que las personas jurídicas, públicas y privadas señaladas en los Artículos N° 96 y N° 97 de esta Ley, cumplan con la obligación de destinar a la Oficina Nacional Antidrogas (ONA) los aportes establecidos.

En Gaceta Oficial N° 39.336 de fecha 29 de diciembre de 2009 fueron publicadas por la ONA las providencias N° 007-2009 y N° 008-2009, contentivas de las normas y procedimientos para la inscripción de los sujetos pasivos y la recaudación, control y fiscalización de los aportes previstos en los Artículos 96 y 97 de la Ley; así como de las normativas referentes a la declaración y liquidación a los aportes correspondientes a los ejercicios fiscales 2006, 2007 y 2008, aclarando que la base imponible de los aportes es la ganancia neta antes de impuesto sobre la renta. Como consecuencia de esta aclaratoria, PDVSA recalculó el monto de los aportes correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2008, y reconoció un gasto de \$235 millones (Bs.505 millones), incluyendo el aporte del ejercicio 2009, que se contabilizó en el rubro de regalías, impuesto de extracción y otros impuestos en el estado consolidado de resultados integrales del año 2009. Durante el año 2008, PDVSA reconoció un gasto de \$91 millones (Bs.196 millones) por estos aportes (véase la nota 34-a).

(34) Eventos Subsecuentes

(a) *Providencia N° 001-2010 de la Oficina Nacional Antidrogas (ONA)*

El 10 de febrero de 2010, se publicó en Gaceta Oficial N° 39.366, la Providencia N° 001-2010, mediante la cual se dictan las normas relativas a las rebajas admisibles al aporte establecido en la LOCTICSEP y su Reglamento para la debida liquidación de los ejercicios gravables 2006, 2007 y 2008. La providencia establece que sólo podrán ser rebajados los siguientes pagos realizados por los sujetos pasivos durante los ejercicios gravables 2006, 2007 y 2008:

- Ejecución de proyectos de prevención integral social.
- Entrega de aportes en el marco de los convenios de asistencia técnica no reembolsable.
- Financiamiento o ejecución de actividades enmarcadas en materia de prevención integral social.

(b) *Acuerdo de Constitución de Empresa Mixta*

El 1° de febrero de 2010, PDVSA firmó un convenio con el Consorcio Nacional Petrolero (CNP), conformado por las firmas rusas Rosneft Oil Company, Lukoil Oil Company, JSC Gazprom, Neft (Gazpromneft), TNK-BP Company y Surgutneftegaz, para la creación de una empresa mixta que tendrá como objeto realizar actividades de extracción de crudo en el Bloque Junín 6, en la Faja Petrolífera del Orinoco, con una distribución accionaria inicial del 60% para CVP y 40% para CNP.

(c) *Convenio Cambiario N° 15*

El 27 de enero de 2010, se publicó nuevamente por error material el Convenio Cambiario N° 15 en Gaceta Oficial N° 39.355, el cual había sido publicado originalmente en Gaceta Oficial N° 39.349 de fecha 19 de enero de 2010. Este convenio contiene nuevas disposiciones y lineamientos que complementan el sistema de tipos de cambio oficial múltiples creado por el Convenio Cambiario N° 14 (véase la nota 34-g). Los aspectos más relevantes de este convenio son los siguientes:

- A los efectos del Impuesto al Valor Agregado (IVA), las operaciones de importación de bienes y servicios del exterior, estarán sujetas al tipo de cambio de Bs.2,60 por dólar estadounidense y Bs.4,30 por dólar estadounidense, según corresponda a los sectores de alimentos, salud, educación, maquinarias y equipos, y ciencia y tecnología; o cualquier otro sector, respectivamente. En lo referente a las operaciones de exportación de bienes y servicios, el tipo de cambio aplicable es de Bs.4,2893 por dólar estadounidense.
- En materia de aduanas, el tipo de cambio aplicable es de Bs.2,60 por dólar estadounidense para las importaciones de los sectores de alimentos, salud, educación, maquinarias y equipos, y ciencia y tecnología; y Bs.4,30 por dólar estadounidense para los demás casos de importaciones.

(d) Beneficios a Empleados

El 20 de enero de 2010, PDVSA suscribió una Convención Colectiva de Trabajo con vigencia hasta el año 2011, con la cual se introducen mejoras salariales y beneficios sociales a los trabajadores de la nómina contractual en Venezuela.

(e) Decreto Presidencial de Exoneración del Pago de Impuesto sobre la Renta a los Intereses Provenientes de los Bonos de Deuda de PDVSA

Con fecha 19 de enero de 2010, fue publicado en Gaceta Oficial N° 39.349 el Decreto N° 7.184, mediante el cual se exonera del pago de impuesto sobre la renta los intereses obtenidos por los tenedores, personas naturales y jurídicas, provenientes de los bonos emitidos por PDVSA.

(f) Decreto Presidencial de Restricción en el Horario de Funcionamiento de la Administración Pública Nacional Central y Descentralizada

En Gaceta Oficial N° 5.955 Extraordinaria, de fecha 13 de enero de 2010, se publicó el Decreto N° 7.175, mediante el cual se establece como medida extraordinaria de carácter provisional, por un período de 150 días, una restricción en el horario de funcionamiento de la Administración Pública Nacional Central y Descentralizada, quedando excluidos de la aplicación de este Decreto las dependencias u oficinas públicas de atención al pueblo y los servicios considerados de carácter esencial, en virtud de lo cual PDVSA está exceptuada de cumplir con el horario especial establecido. Sin embargo, en aras de contribuir con el ahorro energético, PDVSA ha establecido medidas que permiten disminuir el consumo de energía eléctrica en sus instalaciones.

(g) Convenio Cambiario N° 14

El 8 de enero de 2010, se publicó en Gaceta Oficial N° 39.340 el Convenio Cambiario N°14, vigente a partir del 11 de enero de 2010, el cual establece los tipos de cambio para la compra y venta de divisas, de la siguiente forma para las personas jurídicas:

- La liquidación de las operaciones de ventas de divisas destinadas a las importaciones para los sectores de alimentos, salud, educación, maquinarias y equipos, y ciencia y tecnología; así como para los pagos del sector público no petrolero, se efectuarán al tipo de cambio de Bs.2,60 por dólar estadounidense; la liquidación del resto de las operaciones de venta de divisas se efectuarán al tipo de cambio de Bs.4,30 por dólar estadounidense.
- La liquidación de las operaciones de compra de divisas obtenidas: i) por el sector público, distintas a las originadas por conceptos de importaciones de hidrocarburos, reguladas en el Convenio Cambiario N° 9, se efectuarán al tipo de cambio de Bs.2,5935 por dólar estadounidense; y ii) el resto de las operaciones de compra de divisas se efectuaran al tipo de cambio de Bs.4,2893 por dólar estadounidense.
- La liquidación de las operaciones de compra de divisas originadas por concepto de exportaciones de hidrocarburos, reguladas en el convenio cambiario N° 9, se efectuará al tipo de cambio de Bs.4,2893 y Bs.2,5935 por dólar estadounidense, de acuerdo a lo que establezca el BCV, en atención a las proporciones que éste determine para la liquidación de las operaciones de venta. El tipo de cambio de Bs.2,5935, por dólar estadounidense, será aplicable para al menos 30% de estas operaciones de compra de divisas.

Adicionalmente, este convenio permite a las personas jurídicas, distintas a PDVSA, que se dediquen a la exportación de bienes y servicios, retener y administrar hasta el treinta por ciento (30%) del ingreso que perciban en divisas, en razón de las exportaciones realizadas; este porcentaje será destinado a cubrir los gastos derivados de la actividad de exportación, distintos a la deuda financiera. El convenio también establece que las operaciones de compra y venta de divisas cuya liquidación hubiere sido solicitada al BCV antes de su entrada en vigencia, se liquidarán a los tipos de cambio de Bs.2,14 por dólar estadounidense y Bs.2,15 por dólar estadounidense, respectivamente, establecidos en el Convenio Cambiario N° 2 de fecha 1° de marzo de 2005.

(h) Pronunciamientos Contables Recientemente Emitidos

En enero de 2010, el IASB emitió una enmienda a la NIIF 1 *Adopción por Primera Vez de las NIIF*, exceptuando a los adoptantes por primera vez de las NIIF de proporcionar la información adicional introducida en marzo de 2009 para mejorar las revelaciones sobre instrumentos financieros (enmienda a la NIIF 7 *Instrumentos Financieros Información a Revelar*). La fecha de vigencia de esta enmienda para los adoptantes por primera vez de las NIIF es el 1° de julio de 2010, con la aplicación adelantada permitida.

(35) Información Suplementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (no auditada)

Los cuadros siguientes proporcionan información suplementaria sobre las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas. Las actividades de producción se realizan únicamente en territorio venezolano, principalmente por PDVSA Petróleo, PDVSA Gas y las empresas mixtas de CVP, mientras que las actividades de exploración son realizadas tanto en territorio venezolano como en los siguientes países: Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina y Uruguay.

Cuadro I - Reservas de Petróleo Crudo y Gas Natural

Todas las reservas de petróleo crudo y gas natural están situadas en el territorio venezolano y son propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. Las reservas de petróleo crudo y gas natural son estimadas por PDVSA y revisadas por el MENPET, aplicando las definiciones de reservas las cuales concuerdan con las establecidas por el American Petroleum Institute (API) de los Estados Unidos de América.

Las reservas probadas son las cantidades estimadas de petróleo y gas en yacimientos conocidos que, con razonable certeza, se podrán recuperar en el futuro bajo las condiciones económicas y operativas actuales. 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 dispone de mayor información. Las reservas probadas no incluyen los volúmenes adicionales que podrían resultar de extender las áreas exploradas actuales, o de la aplicación de procesos de recuperación secundaria que no han sido ensayados y calificados como económicamente factibles.

Las reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas comprenden las cantidades que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con equipos y métodos actualmente en uso. Las reservas probadas no desarrolladas son aquellos volúmenes que se esperan recuperar, mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no desarrolladas o en la culminación de pozos existentes.

Las reservas probadas de petróleo crudo han sido agrupadas en crudo convencional (condensado, liviano, mediano y pesado), y petróleo extrapesado.

Un resumen de las variaciones anuales en las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural se presenta a continuación:

(a) Petróleo Crudo Convencional y Extrapesado (en millones de barriles)

	Años terminados el	
	31 de diciembre de	
	2009	2008
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo convencional al 1° de enero	40.712	41.204
Revisiones	1.006	278
Extensiones y descubrimientos	23	127
Producción	(833)	(897)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo convencional al 31 de diciembre	40.908	40.712
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de crudos extrapesados al 31 de diciembre	<u>170.265</u>	<u>131.611</u>
Total general de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre	<u>211.173</u> ⁽¹⁾	<u>172.323</u>
Total reservas probadas desarrolladas, sometidas a producción, incluyendo crudos extrapesados al 31 de diciembre (contenidas en el total anterior)	<u>15.054</u>	<u>16.298</u>

(1) Incluye reservas de petróleo crudo condensado por 1.844 millones de barriles.

Al 31 de diciembre de 2009 y 2008, las reservas certificadas asignadas de petróleo crudo a las empresas mixtas (véase la nota 8-a) se ubicaron en 16.880 millones de barriles y 20.500 millones de barriles, respectivamente. La producción para los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, alcanzó 144 millones de barriles y 138 millones de barriles, respectivamente.

(b) *Petróleo Crudo Extrapesado (en millones de barriles)*

Venezuela tiene reservas significativas de petróleo crudo extrapesado (menos de 8 grados API), las cuales están siendo desarrolladas conjuntamente con varias empresas extranjeras, a través de las nuevas empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco y mediante la aplicación de nuevas tecnologías de refinación, mejoramiento del petróleo crudo, y obtener petróleo crudo sintético con miras a que la producción sea económicamente rentable (véase la nota 8-a).

Durante los años 2009 y 2008, los cambios en las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo extrapesado asociadas a las empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como también, el total de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo extrapesado a estas mismas fechas, que reflejan el volumen total de estas reservas, se resumen a continuación (en millones de barriles):

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009		2008	
	Empresas mixtas ^{(1) (2)}	Total (incluyendo empresas mixtas)	Empresas mixtas ^{(1) (2)}	Total (incluyendo empresas mixtas)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo extrapesado al 1° de enero	20.500	131.611	10.085	58.173
Revisiones	-	38.920	10.598	73.738
Transferencias ⁽³⁾	(3.476)	-	-	-
Desarrollo y nuevos descubrimientos	-	-	-	-
Producción	(144)	(266)	(183)	(300)
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de petróleo crudo extrapesado al 31 de diciembre	<u>16.880</u>	<u>170.265</u>	<u>20.500</u>	<u>131.611</u>
Reservas probadas desarrolladas sometidas a producción de petróleo crudo extrapesado al 31 de diciembre	<u>1.110</u>	<u>4.749</u>	<u>1.898</u>	<u>5.669</u>

(1) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A. y Petromonagas, S.A., las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco (véase la nota 8-a).

(2) Incluye Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.

(3) Las reservas probadas asignadas a Petropiar, S.A. y Petromonagas, S. A. fueron devueltas a la nación.

Durante los años 2009 y 2008, PDVSA produjo 266 millones de barriles y 300 millones de barriles de petróleo crudo extrapesado, respectivamente, de los cuales 84 millones de barriles y 24 millones de barriles, fueron utilizados para la producción de crudo extrapesado con menos de 8 grados API, respectivamente (véase la nota 8-a).

En junio de 2005, el MENPET asignó a CVP el Proyecto Orinoco Magna Reserva para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. El lineamiento estratégico establecido, persigue el propósito de convertir a la Faja Petrolífera del Orinoco en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el plan de desarrollo de la nación.

Para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la Faja Petrolífera del Orinoco en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas, a su vez, en 30 bloques (excluyendo las áreas asignadas a las empresas mixtas) de las cuales 19 bloques serán cuantificados en un esfuerzo compartido entre CVP y los profesionales de 22 empresas de 19 países que suscribieron Acuerdos de Entendimiento con el Ejecutivo Nacional.

Durante el año 2009 se incrementó el total de las reservas probadas en 39.949 millones de barriles de petróleo, principalmente asociadas al Proyecto Orinoco Magna Reserva y a áreas tradicionales, como se describe a continuación (en millones de barriles/millardos de pies cúbicos):

<u>Áreas</u>	<u>Provenientes del</u>	
	<u>Petróleo</u>	<u>Gas</u>
Ayacucho (bloques 2,3 y 5)	17.565	1.845
Junín (bloques 7 y 10)	8.473	270
Boyacá (bloques 2 y 5)	13.198	2.134
Áreas tradicionales	713	631
	<u>39.949</u>	<u>4.880</u>

La Faja Petrolífera del Orinoco posee un POES de 1.360.000 millones de barriles y se estima que sus reservas recuperables serán 272.000 millones de barriles, basadas en el factor de recobro total de 20%. Las reservas por oficializar al inicio del proyecto se ubicaban en 235.600 millones de barriles de las cuales hasta el año 2007; se han oficializado un total de 57.060 millones de barriles provenientes de la faja petrolífera del Orinoco, 73.738 en millones de barriles en el año 2008; y 38.920 en el año 2009, lo que ha permitido elevar las reservas oficiales en 169.718 millones de barriles en los últimos cinco años.

(c) *Reservas de Gas Natural (en millardos de pies cúbicos)*

	<u>Años terminados</u>	
	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural al 1° de enero -	151.976	152.021
Revisiones	544	1.151
Extensiones y nuevos descubrimientos	148	101
Producción	<u>(1.390)</u>	<u>(1.297)</u>
Reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural al 31 de diciembre	151.278	151.976
Reservas probadas de gas natural relacionadas con reservas de petróleo crudo extrapesado al 31 de diciembre	<u>27.599</u>	<u>24.039</u>
Total de reservas probadas de gas natural desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre	<u>178.877</u>	<u>176.015</u>
Total reservas probadas de gas natural desarrolladas, sometidas a producción, incluyendo las relacionadas con petróleo crudo extrapesado al 31 de diciembre (contenidas en el total anterior) (1)	<u>36.682</u>	<u>38.682</u>

(1) En el año 2008, las reservas probadas desarrolladas de gas fueron revisadas yacimiento por yacimiento, considerando el comportamiento de producción de los pozos activos, el tipo de hidrocarburo (tomando en cuenta que 85% de las reservas totales de gas están asociadas al petróleo y éste actualmente posee sólo 9% de desarrollo), y a la solicitud del MENPET de incluir en los estudios sometidos el cálculo de estas reservas. En años anteriores, las reservas remanentes desarrollados se basaban en una estimación de aproximadamente 70% de las reservas probadas totales, lo cual incluía pozos y yacimientos inactivos.

Las reservas probadas de gas incluyen la porción que es recuperable en los hidrocarburos licuables, la cual se obtiene en las plantas de procesamiento de PDVSA. Durante los años 2009 y 2008, se recuperó gas natural licuado por aproximadamente 58 millones de barriles y 61 millones de barriles equivalentes, respectivamente.

La producción de gas natural se presenta con base en volúmenes reales antes de la extracción de hidrocarburos licuables. Durante los años 2009 y 2008, el gas natural utilizado en operaciones de reinyección fue de, aproximadamente 1.034 millardos y 1.128 millardos de pies cúbicos, respectivamente.

Durante el año 2009, PDVSA, incorporó 4.341 millardos de pies cúbicos en reservas de gas asociado y no asociado, siendo la incorporación más destacada, 3.710 millardos de pies cúbicos, generada por la revisión de las reservas probadas de gas asociado en los yacimientos pertenecientes al Proyecto Orinoco Magna Reserva.

Cuadro II - Costos Incurridos en Actividades de Exploración y Desarrollo

Los costos de exploración incluyen costos incurridos en relación con actividades geológicas, geofísicas, de perforación y equipamiento de pozos exploratorios. Los costos de desarrollo incluyen los relacionados con la perforación y equipamiento de pozos de desarrollo, proyectos de recuperación mejorada e instalaciones para la extracción, tratamiento y almacenamiento de petróleo crudo y gas natural. Los costos anuales, que se resumen a continuación, incluyen los registrados en gastos y en cuentas de activo relacionados con reservas de petróleo crudo convencional y extrapesado de PDVSA (en millones):

Dólares –

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total
Costos de exploración	247	-	247	375	-	375
Costos de desarrollo	10.925	940	11.865	14.068	1.283	15.351
	<u>11.172</u>	<u>940</u>	<u>12.112</u>	<u>14.443</u>	<u>1.283</u>	<u>15.726</u>

Bolívares –

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total
Costos de exploración	531	-	531	806	-	806
Costos de desarrollo	23.489	2.021	25.510	30.246	2.758	33.004
	<u>24.020</u>	<u>2.021</u>	<u>26.041</u>	<u>31.052</u>	<u>2.758</u>	<u>33.810</u>

(1) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A. y Petromonagas, S.A. las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para el año 2008 se dejó de reconocer, bajo el método de consolidación proporcional, los costos incurridos en actividades de exploración y desarrollo de crudo extrapesado (véase la nota 8-a).

(2) Incluye Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.

Cuadro III - Costos Registrados como Activos en Actividades de Producción de Petróleo y Gas

A continuación se presenta un resumen de los costos registrados como activos en actividades de exploración y producción de petróleo y gas, y la correspondiente depreciación y amortización acumulada al 31 de diciembre en relación con las reservas del petróleo crudo convencional y extrapesado de PDVSA (en millones):

Dólares -

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(2) (3)}	Total	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(2) (3)}	Total
Activos dedicados a la producción ⁽¹⁾	50.063	2.251	52.314	47.148	3.357	50.505
Equipos e instalaciones	11.321	4.241	15.562	18.642	9.394	28.036
	<u>61.384</u>	<u>6.492</u>	<u>67.876</u>	<u>65.790</u>	<u>12.751</u>	<u>78.541</u>
Depreciación y amortización acumulada	(36.065)	(917)	(36.982)	(42.654)	(985)	(43.639)
Construcción en progreso	22.096	1.225	23.321	21.765	1.379	23.144
Costos netos capitalizados como activos	<u>47.415</u>	<u>6.800</u>	<u>54.215</u>	<u>44.901</u>	<u>13.145</u>	<u>58.046</u>

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívares –

	2009			2008		
	Crudo	Crudo	Total	Crudo	Crudo	Total
	convencional	extrapesado ^{(2) (3)}		convencional	extrapesado ^{(2) (3)}	
Activos dedicados a la producción ⁽¹⁾	107.635	4.840	112.475	101.368	7.218	108.586
Equipos e instalaciones	24.340	9.118	33.458	40.081	20.197	60.277
	131.975	13.958	145.933	141.449	27.415	168.863
Depreciación y amortización acumulada	(77.540)	(1.972)	(79.512)	(91.706)	(2.118)	(93.824)
Construcciones en progreso	47.506	2.634	50.140	46.795	2.965	49.760
Costos netos capitalizados como activos	101.941	14.620	116.561	96.538	28.262	124.799

- (1) Incluye terrenos por \$137 millones (Bs.295 millones) al 31 de diciembre de 2009 y 2008, respectivamente.
- (2) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A. y Petromonagas, S.A. las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para el año 2008 se dejó de reconocer, bajo el método de consolidación proporcional, los costos registrados como activos en actividades de producción de petróleo y gas (véase la nota 8-a).
- (3) Incluye Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.

Cuadro IV - Resultados de Operaciones Correspondientes a Actividades de Producción de Petróleo y Gas para cada año (en millones):
Dólares –

	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2009			2008		
	Crudo	Crudo	Total	Crudo	Crudo	Total
convencional	extrapesado ^{(1) (2)}	convencional		extrapesado ^{(1) (2)}		
Ingresos netos por producción -						
Ventas	33.373	7.606	40.979	49.400	12.995	62.395
Transferencias	16.883	-	16.883	40.511	-	40.511
Costo de producción	(7.443)	(955)	(8.398)	(9.918)	(692)	(10.610)
Regalías e impuesto de extracción	(9.446)	(2.324)	(11.770)	(18.888)	(3.893)	(22.781)
Depreciación y amortización	(3.071)	(1.030)	(4.101)	(2.856)	(977)	(3.833)
Costo de exploración	(247)	-	(247)	(375)	-	(375)
Resultados antes de impuesto sobre la renta	30.049	3.297	33.346	57.874	7.433	65.307
Impuesto sobre la renta	(15.083)	(1.648)	(16.731)	(29.157)	(3.717)	(32.874)
Resultados de operaciones de producción	14.966	1.649	16.615	28.717	3.716	32.433

Bolívars –

	Años terminados el 31 de diciembre de					
	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total	Crudo convencional	Crudo extrapesado ^{(1) (2)}	Total
Ingresos netos por producción:						
Ventas	71.752	16.353	88.105	106.210	27.939	134.149
Transferencias	36.298	-	36.298	87.099	-	87.099
Costo de producción	(16.002)	(2.053)	(18.055)	(21.324)	(1.488)	(22.812)
Regalías e impuesto de extracción	(20.309)	(4.997)	(25.306)	(40.609)	(8.370)	(48.979)
Depreciación y amortización	(6.603)	(2.214)	(8.817)	(6.140)	(2.101)	(8.241)
Costo de exploración	(531)	-	(531)	(806)	-	(806)
Resultados antes de impuesto sobre la renta	64.605	7.089	71.694	124.430	15.980	140.410
Impuesto sobre la renta	(32.428)	(3.545)	(35.973)	(62.688)	(7.991)	(70.679)
Resultados de operaciones de producción	32.177	3.544	35.721	61.742	7.989	69.731

(1) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiari, S.A., Petrocedeño, S.A. y Petromonagas, S.A. las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para el año 2008 se dejó de reconocer bajo el método de consolidación proporcional, los resultados de operaciones correspondientes a actividades de producción de petróleo y gas (véase la nota 8-a).

(2) Incluye Petropiari, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A y Petrolera Sinovensa, S.A.

Los ingresos por producción de petróleo se calculan a los precios del mercado internacional, como si toda la producción estuviese vendida.

La diferencia entre el total de los resultados antes de impuesto sobre la renta indicados anteriormente y el monto de la ganancia operativa, presentada en el segmento de actividades de exploración y producción (véase la nota 7) para los años 2009 y 2008 se debe, principalmente, a: 1) el uso de la producción a valor de mercado versus las ventas a terceros y entre segmentos, por aproximadamente \$929 millones (Bs.1.998 millones) y \$1.434 millones (Bs.3.083 millones), respectivamente; 2) la inclusión en el segmento de negocios, de ingresos y gastos generales y otros egresos, neto, por aproximadamente, \$20.863 millones (Bs.44.855 millones) y \$26.577 millones (Bs.57.141 millones), respectivamente.

Los costos de producción representan los gastos de extracción incurridos en la operación y mantenimiento de pozos productivos, instalaciones y equipos relacionados, incluyendo costos de mano de obra operativa, materiales y suministros, combustible consumido en las operaciones y los costos de operación de las plantas de líquidos del gas natural incurridos por PDVSA y las empresas mixtas.

Los costos de producción de petróleo crudo extrapesado incluyen los gastos incurridos en la operación y mantenimiento de los pozos productivos; así como también, gastos de transporte y su manejo.

Los costos de exploración incluyen los incurridos en la realización de actividades geológicas y geofísicas; así como los de perforación de pozos exploratorios que han resultado improductivos.

La depreciación y amortización corresponden a los activos que se emplearon en las actividades de producción. El gasto del impuesto sobre la renta es calculado utilizando la tasa nominal de impuesto para el año. Para estos efectos, los resultados de operaciones de producción no incluyen gastos de financiamiento, gastos corporativos generales, ni sus efectos fiscales asociados.

Un resumen de los precios promedio por unidad y costos de producción se presenta a continuación:

	Años terminados el 31 de diciembre de			
	2009	2008	2009	2008
	Dólares		Bolívares	
Precios promedio de ventas:				
Petróleo crudo, por barril	57,01	85,36	122,57	183,52
Precio cesta de gas, por barril	24,60	26,55	52,89	57,08
Gas natural, por barril	7,03	9,43	15,11	20,27
Costos promedios de producción, por barril de petróleo equivalente	6,33	7,10	13,61	15,27
Costos promedios de producción, por barril de petróleo equivalente, excluyendo empresa mixtas	5,64	5,70	12,13	12,26

Cuadro V - Medida Uniforme de los Ingresos Netos Futuros Descontados de Efectivo Relacionados con las Reservas Probadas de Petróleo y Gas

Debido a la incertidumbre asociada con el tiempo en que se desarrollen las reservas de crudos extrapesados del país, solamente han sido consideradas, para el cálculo de los ingresos netos futuros de efectivo descontados, las reservas probadas de crudos convencionales y las empresas mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco que producen crudos extrapesados.

Los ingresos futuros estimados de efectivo provenientes de la producción son calculados usando los precios promedio de exportación del año 2009 y cantidades estimadas de reservas probadas de petróleo y gas al final del año. Los ingresos futuros de los crudos extrapesados se determinan usando los precios y cantidades de los crudos mejorados que serán producidos en las plantas. Los precios de los crudos mejorados al final del año se aproximan a los precios de los crudos convencionales de características similares. Los costos futuros de desarrollo y producción son aquellos que se estiman necesarios para incorporar y extraer las reservas probadas estimadas a final del año, asumiendo que las mismas condiciones económicas se mantienen. Los gastos futuros de impuesto sobre la renta son calculados usando las correspondientes tasas fiscales nominales a final del año. Estas tasas son aplicadas a los ingresos netos futuros estimados de efectivo antes de impuestos. Este cálculo requiere de estimados anuales de cuándo serán incurridos los desembolsos futuros y cuándo serán extraídas las reservas probadas.

La información que se suministra a continuación, no representa estimaciones certificadas de los ingresos futuros de efectivo de PDVSA, ni el valor preciso de las reservas probadas de petróleo y gas. Las reservas probadas son imprecisas y están sujetas a cambios en el tiempo y en la medida que se disponga de nueva información. Adicionalmente, las reservas probables y posibles, que podrían convertirse en probadas en el futuro, son excluidas del cálculo. El método de valoración requiere de supuestos, en cuanto a la oportunidad de la extracción futura de las reservas probadas; así como de la oportunidad y cuantía de los costos futuros de desarrollo y producción. Los cálculos están hechos al 31 de diciembre de cada año y no deben ser considerados como indicativos de los ingresos futuros de efectivo de PDVSA, ni del valor de sus reservas de petróleo y gas (en millones de dólares):

Dólares -

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total
Flujos futuros de efectivo	3.431.836	1.018.919	4.450.755	3.945.132	1.736.004	5.681.136
Costos futuros de producción	(338.273)	(36.599)	(374.872)	(258.456)	(28.952)	(287.408)
Regalía e impuesto de extracción futuros	(964.746)	(339.606)	(1.304.352)	(1.138.943)	(578.610)	(1.717.553)
Costos futuros de desarrollo	(184.494)	(96.199)	(280.693)	(115.356)	(91.660)	(207.016)
Gastos futuros de impuesto sobre la renta	(665.899)	(178.065)	(843.964)	(798.171)	(342.262)	(1.140.433)
Costo de retiro de activo	(5.176)	-	(5.176)	(6.223)	-	(6.223)
Flujos futuros netos	1.273.248	368.450	1.641.698	1.627.983	694.520	2.322.503
Efecto de descontar los flujos netos de efectivo a 10%	(1.078.997)	(136.683)	(1.215.680)	(1.289.914)	(492.781)	(1.782.695)
Flujos futuros descontados de efectivo	194.251	231.767	426.018	338.069	201.739	539.808

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívares -

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total
Flujos futuros de efectivo	7.378.447	2.190.676	9.569.123	8.482.034	3.732.409	12.214.443
Costos futuros de producción	(727.287)	(78.688)	(805.975)	(555.680)	(62.247)	(617.927)
Regalía e impuesto de extracción futuros	(2.074.204)	(730.153)	(2.804.357)	(2.448.727)	(1.244.012)	(3.692.739)
Costos futuros de desarrollo	(396.662)	(206.828)	(603.490)	(248.015)	(197.069)	(445.084)
Gastos futuros de impuesto sobre la renta	(1.431.683)	(382.840)	(1.814.523)	(1.716.068)	(735.863)	(2.451.931)
Costo de retiro de activo	(11.128)	-	(11.128)	(13.379)	-	(13.379)
Flujos futuros netos	2.737.483	792.167	3.529.650	3.500.165	1.493.218	4.993.383
Efecto de descontar los flujos netos de efectivo a 10%	(2.319.844)	(293.868)	(2.613.712)	(2.773.317)	(1.059.479)	(3.832.796)
Flujos futuros descontados de efectivo	417.639	498.299	915.938	726.848	433.739	1.160.587

- (1) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiar, S.A., Petrocedeno, S.A. y Petromonagas, S.A. las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para el año 2008 se dejó de reconocer bajo el método de consolidación proporcional para obtener los ingresos netos futuros descontados de efectivo relacionados con las reservas probadas de petróleo y gas, (véase la nota 8-a).
- (2) Incluye Petropiar, S.A., Petrocedeno, S.A., Petromonagas, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.

Cuadro VI - Análisis de los Cambios en los Ingresos Futuros Descontados de Efectivo Relacionados con las Reservas Probadas de Petróleo y Gas

A continuación se muestra un análisis de los cambios para cada año (en millones):

Dólares -

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total	Crudo convencional	Crudo extra pesado	Total
Valor presente al 1º de enero:						
Ventas, netas de costos de producción e impuestos	(27.729)	(4.326)	(32.055)	(57.874)	(5.493)	(63.367)
Valor de las reservas adicionales durante el año, debido a extensiones y descubrimientos	101	-	101	949	-	949
	(27.628)	(4.326)	(31.954)	(56.925)	(5.493)	(62.418)
Cambios en el valor de las reservas del año anterior debido a:						
Costos de desarrollo incurridos durante el año	10.925	940	11.865	14.068	1.284	15.352
Cambios en los costos futuros de desarrollo	12.215	2.061	14.276	2.135	12.495	14.630
Cambios netos en los precios y costos de producción	(72.297)	178.425	106.128	348.696	75.759	424.455
Revisiones de las estimaciones previas de las reservas	4.706	-	4.706	7.988	211.502	219.490
Cambios netos en los gastos de impuesto sobre la renta	20.180	(5.902)	14.278	11.854	5.642	17.496
Cambios netos en regalías y otros	(91.919)	(141.170)	(233.089)	(314.079)	(216.712)	(530.791)
Cambio total durante el año	(143.818)	30.028	(113.790)	13.737	84.477	98.214

PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Bolívares -

	2009			2008		
	Crudo convencional	Crudo extra pesado (1) (2)	Total	Crudo convencional	Crudo extra pesado	Total
Valor presente al 1º de enero:						
Ventas, netas de costos de producción e impuestos	(59.617)	(9.301)	(68.918)	(124.429)	(11.810)	(136.239)
Valor de las reservas adicionales durante el año, debido a extensiones y descubrimientos	217	-	217	2.040	-	2.040
	(59.400)	(9.301)	(68.701)	(122.389)	(11.810)	(134.199)
Cambios en el valor de las reservas del año anterior debido a:						
Costos de desarrollo incurridos durante el año	23.489	2.021	25.510	30.246	2.762	33.008
Cambios en los costos futuros de desarrollo	26.262	4.431	30.693	4.590	26.864	31.454
Cambios netos en los precios y costos de producción	(155.439)	383.614	228.175	749.696	162.882	912.578
Revisiones de las estimaciones previas de las reservas	10.118	-	10.118	17.174	454.729	471.903
Cambios netos en los gastos de impuesto sobre la renta	43.387	(12.689)	30.698	25.486	12.130	37.616
Cambios netos en regalías y otros	(197.626)	(303.516)	(501.142)	(675.270)	(465.931)	(1.141.201)
Cambio total durante el año	(309.209)	64.560	(244.649)	29.533	181.626	211.159

- (1) Durante el año 2008, se emitieron los decretos de transferencia y se completó el proceso de constitución de las empresas mixtas Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A. y, Petromonagas, S.A. las cuales se manejaban anteriormente como los proyectos Hamaca, Sincor y Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para el año 2008 se dejó de reconocer bajo el método de consolidación proporcional para obtener los cambios en los ingresos netos futuros descontados de efectivo relacionados con las reservas probadas de petróleo y gas, (véase la nota 8-a).
- (2) Incluye Petropiar, S.A., Petrocedeño, S.A., Petromonagas, S.A y Petrolera Sinovensa, S.A.