

Informe
de Gestión



e Gestión
nual 2008
Informe
e Gestión
nual 2008
Informe
e Gestión
nual 2008
Informe
e Gestión
nual 2008

Informe de Gestión anual 2008



La Nueva PDVSA con Visión Soberana
Popular y Revolucionaria



PDVSA

Contenido

Mensaje del Presidente de PDVSA	10
--	-----------

I. Visión General del Negocio	19
--------------------------------------	-----------

1.Historia y Desarrollo	20
-------------------------	----

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

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

a.Actividades

b.Desarrollo Social

c.Convenios de Cooperación Energética

d.Nuevos Negocios

II. Organización	27
-------------------------	-----------

1.Estructura Organizacional	28
-----------------------------	----

2.Descripción de las Principales Filiales	28
---	----

a.PDVSA Petróleo, S.A.

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

c.PDVSA Gas, S.A.

d.PDV Marina, S.A.

e.Palmaven, S.A.

f.Interven Venezuela, S.A.

g.Deltaven, S.A.

h.PDVSA América, S.A.

i.Bariven, S.A.

j.INTEVEP, S.A.

k.COMMERCHAMP, S.A.

l.PDVSA Agrícola, S.A.

m.PDVSA Industrial, S.A.

n.PDVSA Servicios, S.A.

o.PDVSA Gas Comunal, S.A.

p.PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.

q.PDVSA Naval, S.A.

- r.PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.
- s.Filiales y Afiliadas Internacionales

3.Gobierno Corporativo 32

- a.Asamblea de Accionista
- b.Junta Directiva
- c.Comité Ejecutivo
- d.Comité de Auditoría
- e.Control Interno
- f.Comité de Operaciones de Exploración, Producción y Gas (CDO EPYGAS)
- g.Comité de Operaciones de Refinación
- h.Comité de Planificación y Finanzas
- i.Comité de Recursos Humanos

4.Recursos Humanos 48

III. Plan Estratégico 53

1.Plan Estratégico 54

2.Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos 55

- a.Ceuta – Tomoporo
- b.Suministro Eléctrico Costa Oriental del Lago - Occidente
- c.Crecimiento Distrito Norte-Oriente
- d.Crecimiento de los Distritos Morichal y Múcura
- e.Nuevos Desarrollos en el Área de la Faja Petrolífera del Orinoco
- f.Gas Delta Caribe Oriental
- g.Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte
- h.Complejo Criogénico de Occidente (CCO)
- i.Gas Anaco
- j.Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)
- k.Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)
- l.Jose 250
- m.Mariscal Sucre
- n.Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)
- o.Gasificación Nacional
- p.Plataforma Deltana
- q.Autogas - Gas Natural Vehicular (GNV)
- r.Rafael Urdaneta
- s.Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz
- t.Conversión Profunda en la Refinería El Palito
- u.Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela
- v.Reemplazo Planta TJ-1
- w.Fraccionamiento Craqueo Catalítico (FCC)
- x.Construcción y adquisición de buques

IV. Principales Actividades	65
1.Exploración y Producción	66
a.Reservas	
b.Exploración	
c.Producción	
d.Asociaciones con Terceros	
e.Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR)	
2.Gas	99
3.Refinación	105
a.Capacidad de Refinación	
b.Refinación Nacional	
c.Refinación Internacional	
4.Comercio y Suministro	119
a.Exportaciones	
b.Mercado Interno	
c.Deltaven	
5.Transporte/Buques y Tanqueros	132
a.Suministro y Logística	
b.PDV Marina	
c.PDVSA Naval	
6.Investigación y Desarrollo	137
7.Seguridad y Ambiente	142
a.Seguridad Industrial (SI)	
b.Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO)	
8.Desarrollo Social	146
9.Centro de Arte La Estancia	147
V. Convenios de Cooperación Energética	151
VI. Nuevos Negocios	161
1.Empresas de Propiedad Social	162
2.Empresas del Sector Petrolero	166
a.PDVSA Industrial	
b.PDVSA Servicios	
c.PDVSA Ingeniería y Construcción	
d.PDVSA Desarrollos Urbanos	
3.Empresas del Sector Alimentos	178
a.PDVSA Agrícola	
b.Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL), S.A.	
c.Grupo Lácteos Los Andes	

VII. Empresas del Sector Eléctrico	187
a.C. A. La Electricidad de Caracas	
b.Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A. (SENECA)	
c.Otras Empresas del Sector Eléctrico	
VIII. Compromisos y Contingencias	191
IX. Análisis Operacional y Financiero	199
1.Resumen Ejecutivo	201
2.Inflación y Devaluación	202
3.Aportes Pagados a la Nación	203
a.Impuesto Sobre la Renta	
b.Regalía	
c.Impuesto de Extracción	
d.Impuesto de Registro de Exportación	
e.Impuesto Superficial	
f.Impuesto al Valor Agregado (IVA)	
g.Impuesto de Consumo General	
h.Dividendos	
4.Reconversión Monetaria	206
5.Resultados Operacionales y Financieros	206
a.Resumen Consolidado de Información Financiera	
b.Producción	
c. Ingresos Totales	
d.Costos y Gastos	
e.Activo	
f.Patrimonio	
g.Pasivo	
h.Flujo de Caja	
i.Efectivo Restringido	
j.Acuerdo de Suministro	
k.Políticas Contables Significativas	
l.Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente	
m.Nuevos Pronunciamientos Contables aún no Adoptados	
6.Detalle de la Deuda Financiera Consolidada	233
X. Glosario de Términos	



Mensaje del Presidente de PDVSA ►

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 gestión de una política petrolera nacional, popular, revolucionaria y socialista centrada en dos pilares fundamentales: la defensa de la soberanía nacional a través del Plan 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.

Con este informe se presentan los resultados operacionales y financieros obtenidos durante nuestra gestión del año 2008, caracterizada por ser un año de contrastes. Por un lado, un vertiginoso crecimiento durante la mayor parte del año, que permitió incrementar los esfuerzos para ser el eje fundamental que motoriza el desarrollo social y económico del país. Por otro lado, en el mercado petrolero se

comenzaron a sentir los efectos de la crisis capitalista mundial, ante la cual hemos respondido eficientemente debido a 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 2008 hemos dado el paso definitivo

en cuanto a la reafirmación de la propiedad de los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo de la nación, dando por terminado el último proceso de formalización de la nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco y de los convenios de explotación a riesgo y ganancias compartidas, razón por la que 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.

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 y 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 2008, 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 orientada a 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.

En el año 2008 PDVSA ratificó su compromiso en la participación del 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 social y ambiental que muestra la gestión desarrollada durante el año 2008 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, con la participación protagónica de sus trabajadores.

En el año 2008 nuestra empresa continuó en franco crecimiento, encontrándonos más fortalecidos, al contar con activos por más de 131 mil millones de dólares y un patrimonio neto de más de 71 mil millones de dólares.

Durante el año 2008, mantuvimos nuestros niveles de producción de crudo y líquidos del gas natural (LGN) a nivel nación en 3,4 millones de barriles diarios, permitiendo de esta manera a PDVSA y sus

empresas filiales obtener ingresos operacionales a nivel mundial por 126.364 millones de dólares. Del promedio de barriles diarios producidos, realizamos exportaciones durante el año por 2,9 millones de barriles diarios.

Los precios de exportación de la cesta venezolana se mantuvieron en un promedio de 86,49 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 13.484 millones de dólares.

De este monto, una vez deducidos los aportes al FONDEN y las contribuciones para el desarrollo social, así como el gasto de impuesto sobre la renta causado en el ejercicio, resultó una utilidad neta consolidada mundial por el orden de 9.413 millones de dólares.

El enfoque de PDVSA, al gestionar el capital, es salvaguardar la capacidad de la compañía para continuar como un negocio 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 2008, PDVSA ejecutó un plan de inversiones en el Sector Nacional por 15.314 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 2008 se ubicó en 37.975 millones de dólares, superando en 28% los aportes realizados durante el año anterior. Esta contribución incluye 7.955 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 22.473 millones de dólares por regalía en efectivo, 2.166 millones de dólares por regalía en

especie, 3.111 millones de dólares por impuesto de extracción, 92 millones de dólares por impuesto de registro de exportación, 178 millones de dólares por impuesto superficial y 2.000 millones de dólares por concepto de dividendos.

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 2008, PDVSA logró una cifra record en toda su historia petrolera, incorporando a través de este proyecto un total de 74 mil millones de barriles, para así ubicar en diciembre de 2008 las reservas totales de Venezuela en 172 mil millones de barriles. Gracias a este esfuerzo, cuando conclu-



ya la certificación de reservas del Proyecto Orinoco Magna Reserva, el cual cuenta con un avance de 40% hasta el año 2008 de la meta total de 235 mil millones de barriles, 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 2,1 millones de barriles diarios para el año 2021, a través del desarrollo de cinco mejoradores de crudo.

En el año 2008 se dio inicio al 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 2008 se elaboró 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 4,9 millones de barriles diarios para el año 2013. En el año 2008 PDVSA alcanzó cifras record en materia de producción, llegando a producir entre el 14 y 30 de septiembre alrededor de 3,4 millones de barriles diarios y promediando para ese mes los 3,3 millones de barriles diarios. Sin embargo, con la finalidad de cumplir cabalmente con los recortes de la OPEP, acordados en septiembre y octubre de 2008, PDVSA finalizó los últimos meses del año con una producción de 3,2 millones de barriles diarios, obteniendo así una producción promedio, para todo el año 2008, de 3,3 millones de barriles diarios.

Desarrollo de Gas Costa Afuera

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 2013. 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 2008 se continuó el avance de los proyectos Plataforma Deltana, Rafael Urdaneta y Mariscal Sucre, así, con el 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.

Aumentos y Mejoras en Refinación

En el año 2008 se concretó el Plan Siembra Petrolera Refinación 2008-2021, que contempla la construcción de nuevas refinerías en suelo venezolano (Cabruta, Batalla de Santa Inés y Zulía) y la adecuación de las plantas ya existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Puerto La Cruz y El Palito), orientado a incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados. La capacidad de refinación de PDVSA en el ámbito mundial ha aumentado, de 2,4 millones de barriles diarios en el año 1991, a 3,0 millones de barriles diarios para el 31 de diciembre de 2008, 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 2013 alcance los 3,8 millones de barriles diarios.

Para el año 2008, las exportaciones a nivel nacional alcanzaron 2,9 millones de barriles diarios, lo que representa un incremento de 108 mil barriles diarios con respecto al año 2007.

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 2008 se completó mecánicamente el proyecto de Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, a través del cual se suministran actualmente 147 millones de pies cúbicos diarios de gas metano desde Colombia a Venezuela. Adicionalmente, 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 2008, PDVSA a través de su filial PDVSA América, continuó dando empuje y segui-



miento 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.

Nuevos Negocios

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.

Además de las filiales creadas durante el año 2007 (PDVSA Servicios, PDVSA Industrial, PDVSA Agrícola y PDVSA Gas Comunal), en el año 2008 se constituyeron las siguientes filiales:

PDVSA Empresa Nacional de Transporte: 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.

PDVSA Desarrollos Urbanos: contribuirá con el

desarrollo en materia de vivienda y hábitat. Durante el 2008 se han alcanzado logros especialmente en la región occidental del país, con proyectos emblemáticos como el de dignificación revolucionaria El Marite en el estado Zulia y en la región capital el Proyecto de Construcción de Complejos Habitacionales Integrales en Montalbán.

PDVSA Ingeniería y Construcción: tiene como propósito fundamental proveer y adecuar la infraestructura industrial y no industrial requerida por PDVSA, dentro y fuera del país, mediante la ejecución de proyectos estratégicos en todas sus fases. En la actualidad presta servicios a proyectos pertenecientes a los negocios de gas, refinación y comercialización, entre los cuales tenemos: ingeniería conceptual y básica del proyecto Gas Licuado de Petróleo, ingeniería conceptual y básica de los proyectos Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz y Ampliación de la Refinería El Palito, soporte técnico a los proyectos de las Refinerías del Pacífico (Ecuador), la Refinería El Supremo Sueño de Bolívar (Nicaragua), expansión de la Refinería de Jamaica, refinerías en Cuba y planta de llenado en El Salvador.

PDVSA Naval: desarrollará astilleros para la construcción de buques y plataformas, así como los puertos y todo lo relativo a la infraestructura naval.



En el 2008 se encuentran construcción de 20 buques en los países de Argentina, Brasil, Irán y Portugal. En este mismo año se constituyó la empresa naviera ALBANAVE, S.A. filial de PDVSA Naval para prestar servicios a las rutas del Caribe, Atlántico y Pacífico.

Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL): creada en el marco del proceso de desarrollo de políticas destinadas a alcanzar la Plena Soberanía Alimentaria, debido al desabastecimiento y acaparamiento de los productos principales de la cesta básica, ocasionados por las empresas privadas. En el corto plazo, PDVAL ayudó a derrotar el acaparamiento y la especulación, con la distribución inmediata de productos alimenticios de la cesta básica a precios regulados en diferentes puntos de venta en el territorio nacional, atendiendo a la cadena de comercialización, que incluye: producción,

transporte, almacenamiento, distribución y venta final, lo que se traduce en una reducción paulatina de las importaciones e impulso de la capacidad de producción nacional.

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. En este sentido, durante el año 2008 PDVSA continuo participando 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 15.284 millones de dólares, distribuidos de la siguiente manera:

- 1.390 millones de dólares para las Misiones y otros programas sociales.
- 489 millones de dólares para el Fondo Social del Programa de Empresas de Propiedad Social.
- 998 millones de dólares para planes especiales de inversión en vivienda y hábitat y proyectos agrícolas.
- 12.407 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), para la ejecución de obras y proyectos de infraestructura.

A través de los aportes para el desarrollo social, PDVSA ejerce su función social como una empresa energética generadora de seguridad y bienestar para la población venezolana, que retoma su papel de propietaria del petróleo venezolano y de todos sus derivados.

Este informe correspondiente a la gestión del año 2008, 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.

Como resultado de la política de Plena Soberanía Petrolera, el país se encuentra en mejores condiciones para salir adelante de la coyuntura que representa la crisis del capitalismo mundial. Con orgullo y satisfacción debemos decir lo siguiente:

¡Menos mal que en Venezuela hay una Revolución!



I. Visión General del Negocio



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.

La Constitución aprobada mediante referéndum popular en diciembre de 1999, y el Decreto N° 1.510 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, de fecha 2 de noviembre de 2001, la cual fue modificada con el Decreto de la Ley de Reforma Parcial de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en la Gaceta Oficial N° 38.443, 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 de la mayoría.

PDVSA es responsable, en Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como tam-

bién 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 Venezuela como fuera del país. La mayoría de sus filiales en el exterior están involucradas en las actividades de refinación y comercialización a nivel mundial.

Bajo la Constitución del año 1999, el Estado debe mantener la propiedad exclusiva de las acciones de PDVSA; sin embargo, la Constitución permite que Venezuela a través de PDVSA y sus filiales suscriba acuerdos de exploración, producción y refinación y constituya 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 N° 311 de la Constitución 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, PDVSA asume una nueva responsabilidad social y participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional lo cual es ratificado con la modificación de los estatutos de PDVSA, en julio de

1. En lo sucesivo, Venezuela

2. En lo sucesivo, Estado

3. En lo sucesivo, MENPET

2008 para promover y participar en actividades que estén dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, incluidas las de carácter agrícola, industrial, de elaboración o transformación de bienes y su comercialización o, la prestación de servicios, para lograr una apropiada vinculación de los recursos de hidrocarburos con la economía nacional, en función del bienestar del pueblo y, en armonía con la Constitución y las leyes.

Además, contribuye a mejorar la calidad de vida de todos los venezolanos mediante la construcción de infraestructuras, financiamiento a programas de salud, educación, viviendas y alimentación, lo cual se ha traducido en un aumento del índice de desarrollo humano del país.

PDVSA tiene su domicilio en Venezuela. Las oficinas de la Casa Matriz están localizadas en la Avenida Libertador, La Campiña, Apartado N° 169, Caracas 1010-A, Venezuela. Su número telefónico: +58-212-708-4111. Su sitio en Internet es: **www.pdvsa.com**.

La Corporación tiene como moneda funcional el dólar estadounidense, 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 los datos financieros, operacionales y de recursos humanos al 31 de diciembre de 2008 y por el período terminado en esa fecha, presentes en la industria:

FORTALEZAS QUE SOPORTAN A LA INDUSTRIA PETROLERA

Fuerza Laboral Propia	78.739	Personas
Fuerza Laboral Contratada	19.374	Personas
Ingresos Operacionales - Consolidado	126.364	MMUS\$
Ganancia Neta - Consolidada	9.413	MMUS\$
Adquisición Sísmica 3D	4.036	Km ²
Adquisición Sísmica 2D	523	Km
Reservas Probadas de Petróleo	172,3	MMMBIs
Reservas de Petróleo en Proceso de Certificación (Estimado)	141	MMMBIs
Reservas Probadas de Gas	176	MMMMPC
Reservas de Gas en Proceso de Certificación (Estimado)	196	MMMMPC
Potencial de Producción de Crudo	3.804	MBD
Producción de Crudo Nación	3.260	MBD
Pozos Activos	18.555	Und
Taladros / Año	151	Und
Yacimientos	17.771	Und
Campos Petroleros	393	Und
Principales Oleoductos	7.602	Km
Capacidad de Refinación con Participación de PDVSA	3.035	MBD
Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD

FORTALEZAS QUE SOPORTAN A LA INDUSTRIA PETROLERA

Capacidad de Refinación Internacional	1.732	MBD
Estaciones de Servicios PDV en Venezuela	784	Und
Estaciones de Servicios Abanderadas con Contrato de Suministro	1.081	Und
Plantas Compresoras de Gas en PDVSA Gas	23	Und
Plantas de Líquidos de Gas Natural LGN	3	Und
Capacidad de Fraccionamiento de LGN Instalada	283	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 ante otras empresas

De acuerdo con un estudio comparativo publicado el 1° de diciembre de 2008 por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PDVSA escaló una posición, comparada con el año anterior, pasando a ser la cuarta entre las compañías más grandes a nivel mundial en el negocio petrolero. El estudio está basado en una combinación de criterios operacionales: reservas, producción, refinación y ventas donde PDVSA

actualmente ocupa las siguientes posiciones:

- Quinta en reservas probadas de petróleo y gas.
- Séptima en producción de petróleo.
- Quinta en capacidad de refinación.
- Octava en ventas.

El siguiente cuadro muestra la posición de PDVSA ante otras empresas:

POSICIÓN DE PDVSA ANTE OTRAS EMPRESAS

Posición	Empresa	País	Producción Líquidos	Reservas Líquidos	Producción Gas	Reservas Gas	Capacidad Refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudit	1	1	7	4	10	7
2	NIOC	Irán	2	2	2	1	14	12
3	ExxonMobil	EUA	5	14	3	13	1	1
4	PDVSA	Venezuela	7	5	21	5	5	8
5	CNPC	China	4	12	9	12	6	14
6	BP	Reino Unido	8	16	5	16	7	3
7	Royal Dutch Shell	Holanda	12	26	4	17	2	2
8	ConocoPhillips	EUA	15	22	11	21	8	6
9	Chevron	EUA	14	21	12	24	12	5
10	Total	Francia	18	25	14	20	9	4
11	Pemex	México	3	12	15	35	13	13
12	Sonatrach	Argelia	13	13	6	6	33	28
13	Gazprom	Rusia	24	18	1	3	27	29
14	KPC	Kuwait	6	4	40	14	19	20
15	Petrobras	Brasil	11	17	27	36	11	9

FUENTE: PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY, DICIEMBRE 2008

3. Descripción del Negocio

PDVSA desarrolla las operaciones a través de sus filiales; así como también participa en asociación con compañías locales y extranjeras, estas últimas sujetas a leyes y regulaciones dispuestas para tal fin. Las operaciones 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, transporte de crudo y productos refinados.
- Procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural.
- Las reservas de petróleo y gas natural y las operaciones de exploración, producción y mejoramiento están localizadas sólo en Venezuela. Las operaciones de refinación, mercadeo y transporte están localizadas en Venezuela, el Caribe, Norteamérica, Suramérica, Europa y, Asia.

a. Actividades

Las actividades de PDVSA están estructuradas en cinco áreas geográficas: Occidente, Oriente, Centro Sur, Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y, Costa Afuera, con el fin de manejar sus operaciones aguas arriba que incluyen las actividades de: exploración, producción y mejoramiento de crudo extrapesado. La Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), filial de PDVSA, asumió el control de las actividades de todas las empresas mixtas y las licencias de gas natural Costa Afuera.

Las operaciones aguas abajo incluyen:

- Refinación y mercadeo de productos en Venezuela bajo la marca PDV.
- Refinación y mercadeo de crudo y productos en el mercado internacional. Los productos se comercializan bajo la marca CITGO en el este y el medio oeste de los Estados Unidos de América.⁴
- Negocios en el Caribe, principalmente a través de la Refinería Isla y operación de terminales de almacenamiento a través Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC) en Bonaire y Bulem Bay en Curazao. Asimismo, 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 CITGO Petroleum Corporation: Lake Charles, Corpus Christi y, Lemont; dos con participación de 50% en Chalmette y Hovensa; y una unidad de destilación de petróleo de vacío y de coque llamada Merey Sweeny.
- Negocios de refinación en Europa a través de su participación en ocho refinerías: Gelsenkirchen, PCK-Schwedt, Bayernoil-Neustadt, MIRO-Karlsruhe, Nynashamn, Gothenburg, Dundee y, Eastham.
- Conducción de actividades de transporte marítimo, a través de su filial PDV Marina, S.A. poseedora de 21 tanqueros.
- El negocio del gas lo desarrolla PDVSA Gas, S.A. filial verticalmente integrada, la cual se encarga de actividades de explotación de gas y el procesamiento de gas para la producción de LGN; así como también 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 (recibiendo todo el gas remanente después del consumo para las operaciones de producción).
- Deltaven, junto con el sector privado están promoviendo el desarrollo de la infraestructura y servicios comerciales para clientes de combustibles y lubricantes al detal.
- Otras filiales importantes son: INTEVEP, a través de la cual PDVSA maneja las actividades de investigación y desarrollo; PDVSA Servicios, para el suministro especializado de servicios petroleros: operación y mantenimiento de taladros, registros eléctricos, sísmica y, otros; PDVSA Industrial, para el desarrollo de la capacidad industrial del país; PDVSA Ingeniería y Construcción, responsable de la ejecución y gerencia integral de proyectos de infraestructura requeridos por PDVSA.

b. Desarrollo Social

Durante el período 2001-2008, y con mayor énfasis a partir del año 2003, en concordancia con los

4. En lo sucesivo, Estados Unidos

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 Venezuela. Los proyectos sociales, PDVSA los ejecuta 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 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.

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 mutuo, entre las partes involucradas.

En fecha 16 de agosto de 2008, se realizó una enmienda al ACEC firmado el 18 de noviembre de 2004 entre el Gobierno de Venezuela y el Gobierno de la República del Paraguay, donde se acordó que Venezuela suministre petróleo crudo, productos refinados y GLP a la República del Paraguay por la cantidad de hasta 25 MBD o sus equivalentes energéticos. Hasta el 31 de diciembre de 2007, el acuerdo establecía el suministro de petróleo crudo y sus productos en 19 MBD.

d. Nuevos Negocios

Como parte de la política de rescate de la soberanía petrolera nacional y en consideración a las estrategias complementarias nacionales de interdependen-

cia 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 la vocación de las distintas localidades de nuestro territorio y que contribuyan a la construcción de una nueva estructura económica y social incluyente.

Los proyectos y mecanismos de asociación contemplan la creación de empresas proveedoras de bienes y prestadoras de servicios, las cuales apalancarán los proyectos estratégicos del Plan Siembra Petrolera, 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 petrolera, entre los cuales se destacan:

Sector Petrolero

Con base en la Ley Orgánica de Reordenamiento del Mercado Interno de los Combustibles Líquidos, en octubre de 2008 se constituyó PDVSA Empresa Nacional de Transporte, C.A. con el objetivo de asumir la actividad de intermediación para el suministro de combustibles líquidos, realizada entre PDVSA y los establecimientos dedicados a su expendio.

Sector Industrial

De conformidad con los lineamientos establecidos por el Ejecutivo Nacional y en los planes estratégicos de la Corporación, durante febrero de 2008, fueron constituidas las siguientes filiales totalmente poseídas por PDVSA: PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A., PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A., y PDVSA Naval, S.A. Estas filiales fueron creadas con la finalidad de realizar actividades de desarrollo y ejecución de obras de infraestructura social, servicios de ingeniería y construcción de proyectos mayores, y construcción, reparación y mantenimiento de buques; así como también, para ejecutar proyectos y programas sociales, culturales, tecnológicos y educativos en beneficio de la comunidad.

El 20 de octubre de 2008, PDVSA Naval, S.A. firmó un contrato de compra-venta de 97,55% de las acciones de Astilleros Navales Venezolanos, S.A. (Astinave).



Sector Alimentos

El Decreto N° 5.689 publicado en la Gaceta Oficial N° 38.811 de fecha 15 de noviembre de 2007, establece el “V Plan Excepcional de Desarrollo Económico y Social” para, 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. El 1° de febrero de 2008, con el propósito de apoyar este Plan, la filial PDVSA Agrícola, S.A. constituyó la empresa Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL).

Adicionalmente, durante el año 2008 fueron adquiridas las siguientes entidades:

- El 30 de septiembre de 2008, PDVAL adquirió la totalidad de las acciones de las compañías Inter Inversiones, S.A., Inversiones Toen, C.A., Inversiones Omega IX, C.A., Representaciones El Faraón, C.A. e Inversiones Omega VI, C.A.
- El 14 de marzo de 2008, PDVSA adquirió 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 8 de marzo de 2008, PDVAL suscribió un contrato de compraventa con Inversiones Tacoa, C.A. por la totalidad de las acciones de la compañía Centro de Almacenes Congelados, C.A. (CEALCO).
- El 11 de agosto de 2008, PDVAL celebró un contrato de compraventa con Verstabel B.V. por la totalidad de las acciones de las compañías Indugram, C.A. y Productos La Fina, C.A.
- El 22 de julio de 2008, PDVAL celebró un contrato de compraventa con Cedric Private Foundation por la totalidad de las acciones de Alexis International Ltd., la cual poseía 100% del capital social de las compañías Industrias Diana, C.A. y Palmeras Diana del Lago, C.A.

La adquisición de las acciones de estas entidades del sector alimentos e industrial, condujo a la toma de su control operacional y financiero.



MINISTERIO DE ENERGIA Y PETROLEO
VENEZUELA

LA FLORIDA
LAS DELICIAS
LA CAJON

II. Organización ►



II. Organización

1. Estructura Organizacional

Hasta el 31 de diciembre de 1997, PDVSA condujo sus operaciones en 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 negocio. 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 incluyó la fusión de Lagoven, S.A., Maraven, S.A. y Corpoven, S.A., efectivo a partir del 1° de enero de 1998, y renombrando la entidad combinada PDVSA Petróleo y Gas, S.A. En mayo de 2001, PDVSA Petróleo y Gas, S.A. cambió su denominación social a PDVSA Petróleo, S.A. originándose otro cambio en la estructura organizacional petrolera porque la actividad relacionada con el gas natural no asociado comenzaría a ser manejada por la filial PDVSA Gas, S.A. Para finales de 2002, ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a dicha filial.

En el marco de la reafirmación de la soberanía petrolera y bajo los lineamientos del Ejecutivo Nacional, se culminó el proceso de la firma de los Convenios Operativos y la nacionalización de la FPO, así como los Convenios Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas para su respectiva conver-

sión en empresas mixtas, al igual que la creación de los nuevos negocios en el sector petrolero y agroalimentario, lo cual representa un hito en la industria petrolera.

Por otra parte PDVSA, con el fin de mejorar el control interno de sus operaciones y el modelo de gerencia, ha realizado ajustes orientados a la alineación de las estructuras operativas con las estrategias a largo plazo del Accionista. En este sentido, se ha adoptado un nuevo marco de estructura de operaciones que aumenta la participación del Comité Ejecutivo en sus actividades, al mismo tiempo que aumenta la flexibilidad operacional de PDVSA.

2. Descripción de las Principales Filiales

a. PDVSA Petróleo, S.A.

Esta filial fue constituida en el año 1978, tiene como objetivo la realización de actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad en materia petrolera y demás hidrocarburos en Venezuela.

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

Esta filial fue constituida en el año 1975. 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.

Además, CVP controla los fideicomisos de vivienda, agricultura, desarrollo sustentable, entre otros, los cuales también son creados para financiar proyectos sociales en el país. Una gestión que se asignó a CVP es la administración del Centro de Arte la Estancia, la cual se define como el brazo social y cultural de PDVSA.

c. PDVSA Gas, S.A.

Constituida en el año 1998, tiene como objetivo la realización de actividades de exploración, explotación, recolección, almacenamiento, procesamiento e industrialización del gas natural y líquido, tanto industrial como doméstico; así como el 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, tiene como objetivo 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, contratados.

e. Palmaven, S.A.

La filial se constituyó en el año 1975. En el año 2004, se decidió reformar su objetivo social el cual tiene como propósito promover y participar en el desarrollo social de la Nación, en armonía con la industria petrolera y las comunidades, contribuyendo con la productividad de los diferentes sectores, apoyando el desarrollo regional y prestando servicios de carácter comunitario. Los ingresos que perciba la compañía serán destinados a desarrollar y financiar actividades agrícolas, pecuarias, forestales, pesqueras, agroindustriales, ambientales y de servicios, así como al asesoramiento a las industrias del Estado

en la organización y educación comunitaria integral; con dichos ingresos también se apoyarán los planes educativos y de salud para el fortalecimiento de la familia, el desarrollo de proyectos comunitarios, la realización de estudios de alto impacto social y, el desarrollo de planes de supervisión y control.

f. Interven Venezuela, S.A.

Fue constituida en el año 1975, para efectuar seguimiento y evaluación de los negocios internacionales de PDVSA, facturando a sus filiales honorarios profesionales por concepto de asesoría y apoyo. En el año 2005, la filial modificó su programa, con el fin de realizar las actividades de exploración, explotación, transporte, manufactura, refinación, almacenamiento, comercialización o cualquier otra actividad relacionada directa o indirectamente con petróleo y demás hidrocarburos en el mercado internacional.



g. Deltaven, S.A.

Filial constituida en el año 1975. Se reactivó y se modificaron sus estatutos en el año 1996. La compañía tiene como objetivos la compra, venta, importación, exportación, suministro, transporte, almacenamiento, distribución, mezcla, envase y expendio al detal de productos derivados de hidrocarburos y bienes para el uso de los sectores industrial, comercial, doméstico y de transporte; así como también la prestación y recepción de servicios. Se encarga en Venezuela del mercadeo y distribución, al detal, de gasolina y otros productos con la marca PDV.

h. PDVSA América, S.A.

Fue creada en el año 2006, para realizar en el exterior las actividades de exploración, extracción, recolección, transporte, almacenamiento inicial y comercialización de hidrocarburos por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros. Asimismo, podrá realizar en Venezuela o en el exterior, las actividades de refinación, distribución e industrialización de hidrocarburos; así como el comercio nacional e internacional de hidrocarburos y subproductos dentro del marco de negociaciones, acuerdos bilaterales y multilaterales suscritos por Venezuela y cualquier sistema de contratación internacional público y privado.

i. Bariven, S.A.

Constituida en el año 1975, tiene como finalidad la compra de materiales y equipos, planificación de inventario de acuerdo con los requerimientos y las especificaciones de terceros, contratación de servicios asociados a la procura, almacenamiento y transporte de bienes muebles y/o inmuebles, venta de materiales y servicios técnicos, entre otros.

j. INTEVEP, S.A.

Esta filial fue constituida en 1979, con el propósito de realizar investigación básica orientada, investigación aplicada y desarrollo tecnológico en las áreas de hidrocarburos; además presta servicios de apoyo tecnológico y de información en esas áreas a PDVSA y sus filiales, así como también a los organismos públicos y privados.

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.

Filial constituida en el año 2007, su propósito es realizar en Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o asociada con terceros, las actividades de producción de materia prima de origen agrícola, para el procesamiento industrial agroalimentario y agroenergético en Venezuela, 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 también asegurar el desarrollo armónico del entorno y la participación activa de las comunidades rurales en el plan maestro de desarrollo socioproductivo local asociado a los proyectos de PDVSA Agrícola 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. PDVSA Industrial, S.A.

Fue constituida en el año 2007, con el propósito de efectuar, por cuenta propia o asociada con terceros, las 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 Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o asociada con terceros, 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.

n. PDVSA Servicios, S.A.

Constituida en el año 2007, podrá realizar en Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o asociada con terceros, servicios de construcción y mantenimiento de pozos petroleros. Adicionalmente, podrá proveer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socioproductiva.

o. PDVSA Gas Comunal, S.A.

Constituida en el año 2007, tiene como finalidad participar, por cuenta propia o asociada a terceros, en la cadena estratégica de comercialización de gas licuado de petróleo (GLP).



p. PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.

Constituida en el año 2008, tiene como objetivo proveer, por cuenta propia o asociada a terceros, servicios de ingeniería y construcción derivados de las necesidades de los proyectos mayores de PDVSA y sus empresas filiales.

q. PDVSA Naval, S.A.

Constituida en el año 2008 tiene como finalidad el desarrollo de astilleros para la construcción de buques y plataformas; así como también puertos y todo lo relativo a la infraestructura naval.

r. PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.

Constituida en el año 2008, tiene como objetivo realizar, por cuenta propia o asociada a terceros, el desarrollo y la ejecución de obras de infraestructura social no industrial; así como también programas de asistencia humanitaria en el ámbito nacional.

s. Filiales y Afiliadas Internacionales

Por sus filiales en los Estados Unidos, PDVSA es uno de los más grandes refinadores de petróleo en ese país, por cuanto su capacidad de refinación es equivalente a 1.089 MBD para diciembre de 2008.

En los Estados Unidos, PDVSA, conduce sus operaciones de refinación de petróleo y mercadeo de productos refinados a través de su filial PDV América, Inc. la cual posee 100% de CITGO, filial de PDV

Holding Inc. Asimismo, posee indirectamente 50% de Chalmette Refining por medio de PDV Chalmette, Inc. y 50% de Merey Sweeny por medio de PDV Sweeny, L.P. Estas empresas están asociadas con ExxonMobil Corporation y ConocoPhillips, respectivamente.

Con sede en Houston, Texas, CITGO 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, a través de su filial PDVSA Virgin Island, Inc. (PDVSA VI), mantiene en sociedad con Hess Corporation una participación de 50% en la Refinería Hovensa L.L.C. empresa mixta 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 de su propiedad, 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 British Petroleum Corporation (BP). Por medio de ROG, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para calefacción, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos refinados. PDVSA también posee 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, PDV Europa refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, productos especializados, lubricantes y otros productos refinados.

Como parte de sus operaciones en el Caribe, PDVSA opera una refinería bajo contrato de arrendamiento entre PDVSA y Refinería di Korsou N.V. (RDK), entidad del gobierno curazoleño, propietaria de la refinería; la Refinería Cienfuegos, en asociación con Cuba Petróleo, S.A. (CUPET) con una participación



de PDVSA de 49% por medio de la empresa mixta PDV CUPET, S.A. y Cuba Petróleo, S.A. (CUPET). Igualmente, en la Isla de Jamaica, PDVSA tiene una participación accionaria de 49% en la empresa mixta Petrojam Limited.

La filial BOPEC posee un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de crudo y sus derivados, ubicado en Bonaire, que incluye 23 tanques de almacenamiento con una capacidad nominal de 10,1 MMBls.

3. Gobierno Corporativo

PDVSA es una Corporación Nacional subordinada al Estado y profundamente comprometida con el pueblo venezolano. El gobierno corporativo de PDVSA es de suma importancia puesto que tiene como finalidad procurar el manejo transparente, eficiente y adecuado de los recursos del Estado, bajo principios profesionales y éticos, en beneficio de los intereses de la Nación, por medio de un conjunto de normas que regulan la estructura y funcionamiento de los órganos de administración.

a. Asamblea de Accionista

Su función es ejercer la suprema dirección y administración de PDVSA. Representa la universalidad de las acciones y sus decisiones, dentro de los límites de sus facultades las cuales son obligatorias para la sociedad, mediante disposiciones emitidas en las Asambleas Ordinarias o Extraordinarias, según sea el caso.

Entre las principales atribuciones y deberes de la Asamblea de Accionista se encuentran aprobar o improbar el informe anual de la Junta Directiva, los presupuestos consolidados de inversiones y de operaciones de PDVSA y de las sociedades o entes afiliados y, dictar los reglamentos de organización interna.

b. Junta Directiva

La Junta Directiva es el órgano administrativo de PDVSA con las más amplias atribuciones de administración y disposición, sin otras limitaciones que las establecidas en el Decreto N° 6.234 de nombre Reforma Parcial del Decreto N° 3.299 de fecha 07 de Diciembre de 2004 Contentivo del Acta Constitutiva-Estatutos de Petróleos de Venezuela, S.A. de fecha 15 de julio de 2008 publicada en la Gaceta Oficial de Venezuela N° 38.998 en fecha 6 de agosto de 2008 e inscrita en el Registro Mercantil Primero de la Circunscripción Judicial del Distrito Capital y estado Miranda de fecha 05/01/2009, bajo el N° 42, Tomo 1-A.

La Junta Directiva 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 también la formulación y seguimiento de las estrategias operacionales, económicas, financieras y, sociales.

El Presidente de PDVSA, tiene amplios poderes para actuar en nombre de PDVSA y para representarla en negociaciones con terceros, sujeto solamente a los poderes expresamente reservados a la Junta Directiva o reservados a la decisión de la Asamblea de Accionista. El Presidente de PDVSA determina y es responsable por la implementación de estrategias, metas y presupuestos en los diferentes negocios de PDVSA, los cuales deben ser aprobados por la

Asamblea de Accionista. Las estrategias, metas y presupuestos son revisados y monitoreados por la Junta Directiva a través de la rendición de cuentas. De conformidad con el Decreto Presidencial N° 6.394, publicado en Gaceta Oficial de Venezuela N° 39.009 de fecha 4 de septiembre de 2008, fueron designados los nuevos miembros de la Junta Directiva, conformada por un presidente, dos vicepresidentes, seis directores internos y dos directores externos. La Junta Directiva es designada mediante decreto por el Presidente de Venezuela por un período de dos años, renovable por períodos iguales o, hasta tanto se designe una nueva Junta Directiva.

Al 31 de diciembre de 2008, la Junta Directiva está integrada por las siguientes personas:

COMPOSICIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA AÑO 2008

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.



Rafael Ramírez Carreño,

**Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET)
y Presidente de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)**

Rafael Ramírez Carreño es Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes (ULA, 1989), con maestría en Energética de la Universidad Central de Venezuela (UCV). Inició su actividad profesional en INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, donde fue asignado al manejo de crudos extrapesados en la FPO. Tiene una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción para la industria petrolera y gasífera nacional. Su experiencia trasciende nuestras fronteras, puesto que 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. Además, fue 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. En julio de ese mismo año fue juramentado por el Presidente 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. 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 el 4 de septiembre de 2008.



Asdrúbal Chávez, **Vicepresidente**

Ingeniero Químico (ULA, 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 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 el 4 de septiembre de 2008.



Eulogio Del Pino,

Vicepresidente

Ingeniero Geofísico, graduado en la Universidad Central de Venezuela (UCV, 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, 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 42 años de 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, Gerente de Finanzas Refinería El Palito. A partir del año 1992, fue transferido a Palmaven, filial en la cual trabajó durante cinco años y medio (1992-1997), como

Gerente General de Finanzas y posteriormente, 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. Desde julio de 2003 y hasta diciembre de 2004 se desempeñó como Director de la Petroquímica de Venezuela, S.A. (Pequiven), 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). 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 Petroleum Corporation, PDV Marina, Deltaven, PDVSA Petróleo, PDVSA Finance, PDVSA Insurance, PDV Holding y Refinería Isla (Curazao), S.A. Se le reconoce entre sus logros, el rescate y recuperación de la situación financiera de PDVSA y sus filiales, durante 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 (UCV, 1967), con Master y PhD de la 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, 20 patentes de invención, 60 presentaciones en congresos internacionales y 50 publicaciones en revistas especializadas. Por su destacada labor científica ha recibido importantes premios y condecoraciones. A lo largo de su carrera profesional en la industria ha desempeñado diversos cargos técnicos, supervisores y gerenciales. Durante diciembre de 2002 y primer trimestre del año 2003, estuvo al frente de la recuperación de las actividades de las operaciones de BITOR y de perforación en Costa Afuera siendo designado Director Gerente de BITOR, de enero a octubre de 2003. También se desempeñó como Asesor de la Presidencia de INTEVEP. Posteriormente, asumió la dirección del Instituto de Estudios Energéticos (IEE), Venezuela. Actualmente es Presidente de INTEVEP, centro de investigaciones y apoyo tecnológico de la industria petrolera. Fue designado Director Interno de PDVSA el 4 de septiembre de 2008.



Carlos Vallejos,
Director Interno

Licenciado en Química (UCV, 1972) y en 1982 obtuvo PhD en esa misma disciplina en la Universidad de Oxford (Reino Unido). Ha combinado 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 Siderúrgicas hasta su ingreso a la industria petrolera en el año 1984, donde ha ocupado diversas posiciones técnicas, supervisorias 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. Se desempeña actualmente como Presidente de PDVSA Gas. Fue designado Director Interno de PDVSA el 4 de septiembre de 2008.



Ricardo Coronado,
Director Interno

Ingeniero Mecánico de la Oklahoma State University (Estados Unidos), con estudios de postgrado en Gerencia de Administración de Empresas de la Universidad del Zulia (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. Fue designado Director Interno el 4 de septiembre de 2008.



Luis Pulido,
Director Interno

Licenciado en Ciencias y Artes Militares, opción Aeronáutica, mención Armamento (1979) y alcanzó el grado de Teniente Coronel (Aviación). 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, se desempeña como Presidente de la Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL). Fue designado Director Interno de PDVSA el 4 de septiembre de 2008.



Fadi Kabboul,
Director Interno

Ingeniero Mecánico de la Universidad Simón Bolívar (USB, 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.



Iván Orellana,
Director Externo

Ingeniero Químico (USB, 1975). Con estudios de postgrado en Planificación Estratégica en la Brunel University (Reino Unido, 1994), Suministro y comercio de Petróleo y Gas Natural en el College of Petroleum Studies (Reino Unido, 1994); Derecho administrativo en la Universidad de Salamanca (España, 2003) y Derecho internacional privado en la misma casa de estudios, en el año 2004. Inició su carrera en el sector de los hidrocarburos en el año 1975, ocupando diversas posiciones supervisoras y de ingeniería. A partir del año 1988, ejerció funciones como asesor en el sector gasífero en la Coordinación de Exploración y Producción de PDVSA Gas. En el año 1994, fue designado gerente de Planificación de PDVSA Gas y, entre los años 1997 y 2001 ocupó el cargo de Asesor Mayor de Planificación en Materia de Energía y Regulación de Mercados de Energía en la Gerencia de Planificación Corporativa de PDVSA. Entre los años 2002 y 2003, se desempeñó como Gerente de Análisis de Entorno Comercial en la Dirección Ejecutiva de Planificación de PDVSA. Desde el año 2003, es el representante nacional de Venezuela en la Comisión Económica de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)⁴, donde también ejerció como Gobernador de Venezuela ante la OPEP y, en el año 2004 Presidente de dicha Junta de Gobernadores. Desde el año 2004 es Director General de Hidrocarburos en el MENPET. Ha sido, además, coordinador de los estudios para el establecimiento del posicionamiento estratégico de PDVSA y Venezuela en el negocio de Gas Natural Licuado (GNL) en la cuenca del Atlántico; Asesor del Presidente del Ente Nacional de Gas y de la presidencia de PDVSA en el proceso de Regulación de los Servicios de Energía de Venezuela; y Asesor del MENPET y PDVSA en el proceso de licitación del proyecto del GNL Mariscal Sucre. Es Director Externo de PDVSA a partir de enero de 2005, ratificado el 4 de septiembre de 2008.

5. En lo sucesivo, OPEP.



GB (Ej.) Aref Eduardo Richany Jiménez,

Director Externo

General de Brigada activo del Ejército venezolano. Egresado de la Academia Militar como Licenciado en Ciencias y Artes Militares (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. 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 “Dr. Vicente Salías”, en Caracas. En abril de 2004, fue nombrado Director de Armamento de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana (DARFA) en el Ministerio de 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 encargado del área 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 12/09/2008, 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. Control Interno

PDVSA, cumpliendo su objetivo social bajo la administración y atribuciones de la Junta Directiva, según sus estatutos, ejecutó las operaciones en el año 2008, 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 y normas aplicables.

En este sentido, se destaca que el Sistema de Control Interno incorporado en la infraestructura



funcional de PDVSA, está conformado por entes y organizaciones validadoras y evaluadoras internas y externas (MENPET, Comisario, Auditores Externos y, Contraloría General de Venezuela). 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, comités delegados auxiliares de la Junta Directiva de PDVSA: Exploración y Producción, Refinación y Comercialización, Volumetría, Auditoría, 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 certifica-

ción por parte de los auditores externos del Sistema de Control Interno de PDVSA, para preparación y emisión de los estados financieros consolidados. 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.
- Contribuye a que la gerencia de la Corporación reúna los requisitos exigidos por los auditores externos.

Al 31 de diciembre de 2008, en el marco de la ejecución de las diferentes fases del proyecto, se ha logrado culminar 100% en las siguientes actividades:

- Conclusión de 237 procesos, 54% del total de 442, que incluyen: planificación y determinación del alcance, documentación, actualización y ejecución de pruebas. El resto de los procesos se estiman culminar 100% en el primer semestre de 2009.
- Se identificaron las primeras 222 brechas de diseño consideradas como de mayor impacto en los estados financieros y de ellas han sido remediadas 120 brechas 54% por los distintos dueños de procesos bajo la supervisión de la Dirección Ejecutiva de Finanzas Corporativa.
- Formación de 52 empleados permanentes en metodología de análisis y evaluaciones de riesgos y controles.

f. 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, aprobar y respaldar, 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, evaluar y hacer 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/actividades que incrementen la productividad y efectividad de las operaciones y los procedimien-

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

g. 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. Así mismo, aprobar y respaldar, 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, evaluar y hacer 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.

h. 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.

i. 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 de nómina menor, mayor y ejecutiva a aspectos estratégicos en el ámbito de PDVSA y sus filiales nacionales e internacionales, de acuerdo con las normativas de administración de PDVSA y los lineamientos de la Junta Directiva.

4. Recursos Humanos

Durante el ejercicio fiscal 2008, las compensaciones otorgadas por PDVSA a los once miembros que en la actualidad conforman su Junta Directiva, por concepto de salarios básicos, retribuciones a la seguridad social, fondo de ahorro, vacaciones, utilidades, prestaciones y ayudas complementarias, ascendieron aproximadamente a 1,69 millones de dólares.

A continuación se detalla el número de trabajadores de PDVSA en los últimos cinco años:

TRABAJADORES DE PDVSA					
Número de Trabajadores	2008	2007	2006	2005	2004
Venezuela	73.580	56.769	47.433	43.807	33.281
Exterior	5.159	5.140	5.383	5.373	5.238
Total Empleados	78.739	61.909	52.816	49.180	38.519
Contratistas	19.374	15.383	15.290	10.498	25.930

El incremento de la fuerza laboral en Venezuela se debe al ingreso de 7.188 trabajadores producto del proceso de absorción de las empresas mixtas provenientes de la FPO: 1.040 trabajadores de clubes y 807 trabajadores de comedores (personal contratado bajo la figura de servicios personales a través de terceros para cumplir servicios recurrentes en instalaciones de la industria); 3.869 trabajadores mayores de 45 años y, la absorción entre noviembre de 2008 y diciembre de 2008 de 386 transportistas distribuidos entre mayoristas, terrestre y, fluvial. Asimismo, durante el año 2008, ingresaron 3.521 nuevos trabajadores.

En pro de la consolidación y afianzamiento de un nuevo modelo socialista de compensación y beneficios, durante el año 2008 se aprobaron y fortalecieron normas que honran los compromisos adquiridos con los trabajadores.

En materia de educación y desarrollo de la industria se llevaron a cabo una serie de acciones de formación; así como la suscripción de acuerdos y convenios con instituciones tanto nacionales como internacionales que contribuyen a elevar la calidad profesional y técnica de nuestros trabajadores, con el propósito de reorientar su formación hacia una visión social y más humanista, entre los que destacan:

- Programa de Formación de Operadores de Gas, bajo el Convenio con Argelia.
- Firma de Convenios con las universidades Simón Rodríguez, University of West Indies of Jamaica y, Barbados.
- Desarrollo y entrega a la Fundación Misión Ribas de seis programas del componente socioproductivo-tecnológico, para la formación de técnicos medios a través de Misión Ribas Técnica que serán incorporados en los Proyectos Mayores de Inversión de PDVSA en el marco del Plan Siembra Petrolera.

De los acuerdos educativos suscritos con instituciones educativas durante el año 2007, se resaltan los realizados con las universidades: Marítima del Caribe, Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas (UNE-FA), Bolivariana de Venezuela (UBV), entre otras.

Con relación a la calidad de vida de los trabajadores MENPET-PDVSA, además de las conocidas actividades deportivas y recreacionales, destacan el éxito obtenido en el Plan Vacacional Anual denominado Sembradores de Energía 2008 en el cual participaron niños y adolescentes, y las escuelas deportivas menores de diferentes disciplinas que operan desde el año 2007, dirigidas hacia los hijos de los trabajadores, familiares y, comunidades.

En cuanto al afianzamiento de un esquema socialista centrado en el trabajador como activo fundamental de la industria petrolera, durante el año 2008 se instalaron alrededor de 200 mesas de trabajo a nivel nacional con la finalidad de reorganizar el Modelo de Gestión en Función de Recursos Humanos y Relaciones Laborales de PDVSA, las cuales contaron con la participación de trabajadores de las diferentes áreas operacionales.

La importancia de este ejercicio se concreta a través de propuestas para:

- La reorganización de la industria sobre la base de criterios más humanistas para el desarrollo de los trabajadores, teniendo como base el diseño de gestión y los valores socialistas; así como el perfil del nuevo trabajador de PDVSA, en el marco del Socialismo del Siglo XXI.
- La creación de mecanismos de acción colectiva de cómo debe funcionar el esquema relaciones sociales de producción, a través del trabajo libre, creador y edificante.
- Diseño de procesos que garanticen la implan-

tación de una cultura de solidaridad, eficacia y valores humanistas en la función de Recursos Humanos.

Recursos Humanos/Salud

En el área de salud destaca la celebración de los siguientes acuerdos entre PDVSA y diversas instituciones del Estado para el beneficio de todos los trabajadores: Laboratorio de Reproducción Asistida en Hospital Universitario de Caracas, Servicio de Gastroenterología y Laboratorio en el Hospital de Niños de Caracas, para efectuar pruebas a niños con trasplantes hepáticos y renales y, la firma de Convenio Marco para la adquisición de reactivos y equipos en comodato para los Laboratorios Clínicos; así como también la articulación con el sector público (el Ministerio del Poder Popular para la Salud, Instituto Venezolano de los Seguros Sociales, y otros) para la dotación de medicamentos antineoplásicos, trasplantes de órganos y atención en diversas enfermedades de alto costo y riesgo para ciudadanos de las comunidades.

De igual manera, se realizó la firma del Convenio Cuba-Venezuela para la creación de Laboratorios de Neurotoxicología y Psicología Ocupacional en áreas de PDVSA (los primeros de su tipo en el país), adquisición de equipos para Salud Ocupacional, acreditación técnica del equipamiento y, capacitación del personal.

En el año 2008, se avanza con la implantación de la Plataforma del Sistema de Información de Gestión de Servicios Ambulatorios (SIGSAMB), con la puesta en marcha de las pruebas piloto en las Clínicas La Salina e INTEVEP para controlar la gestión administrativa de los centros propios de la Corporación.







III. Plan Estratégico



III. Plan Estratégico

1. Plan Estratégico

El Plan Siembra Petrolera fue ampliamente discutido durante el año 2008, en un entorno de revisión constante de las expectativas de crecimiento global, caracterizadas por los eventos sucedidos alrededor de la crisis financiera en Norteamérica y Europa, el cual se basa fundamentalmente en los lineamientos impartidos por el Accionista:

- 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.

De conformidad con la orientación estratégica, el Plan Siembra Petrolera contempla principalmente los siguientes objetivos:

- Mantener la continuidad operacional en forma efectiva y eficiente conforme tanto con las mejores prácticas científicas, técnicas y gerenciales, como las normas y procedimientos sobre higiene, protección y remediación ambiental, para el apro-

vechamiento racional de los hidrocarburos.

- Adecuar e incrementar el parque refinador.
- Fortalecer e impulsar el desarrollo tecnológico.
- Expandir y diversificar nuestros mercados en Latinoamérica, el Caribe, Asia y Europa y desarrollar la integración regional.
- Potenciar el equilibrio territorial y satisfacer el mercado interno de los hidrocarburos.

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

- Incrementar la capacidad de producción hasta 4.936 MBD para el año 2013, de los cuales 2.850 MBD corresponderán a Gestión Directa; 590 MBD a empresas mixtas liviano-mediano; 832 MBD a empresas mixtas de la FPO, 280 MBD bajo nuevas empresas mixtas en la FPO y 384 MBD de LGN. Asimismo, la visión de largo plazo es alcanzar una capacidad de producción de 6.500 MBD para el año 2021.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 3,6 MMBD al 2013 y 4,1 MMBD al 2021.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 3,8 MMBD al 2013.

- Aumentar la producción de gas natural a 12.568 MMPCD de gas al año 2013, lo que permitirá convertir a Venezuela en un exportador de gas natural.
- 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 y las facilidades de producción, proseguir con el mejoramiento de la base y composición de reservas de petróleo y gas, concentrando los esfuerzos exploratorios en áreas tradicionales y en nuevas áreas, con el propósito de desarrollar las inmensas reservas de crudos pesados y gas con los que cuenta el país. Asimismo, PDVSA, deberá continuar su participación en la

certificación de reservas y estudios integrados de yacimientos en la FPO para su plan de desarrollo, incrementar la disponibilidad de gas en el occidente de Venezuela y mejorar la calidad de los productos refinados.

2. Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de negocios necesitará, en todo el período 2008-2013, aproximadamente 139 millones de dólares para alcanzar una producción sostenible de 4,9 MMBD para el año 2013. PDVSA espera proveer cerca de 75% de los fondos requeridos para este plan, y 25% por medio de inversiones con terceros. La siguiente tabla muestra un sumario de las inversiones de capital real enero-diciembre de 2008 y el estimado para el resto del período 2009-2013.

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES (SECTOR NACIONAL)

Expresado en millones de dólares

Desembolsos por Inversiones	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Exploración	278	192	562	394	579	587	2,592
Producción Gestión Propia	6.708	4.172	3.242	3.261	3.167	4.520	25.070
Empresas Mixtas	904	620	1.307	1.062	782	569	5.244
Empresas Mixtas Costa Afuera	271	233	160	15	-	-	679
Empresas Mixtas	1.175	853	1.467	1.077	782	569	5.923
Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco	1.258	680	1.446	1.409	1.536	1.292	7.621
Gas	2.245	1.455	5.516	4.828	4.481	2.935	21.460
Refinación	1.719	2.244	7.052	8.266	9.103	10.419	38.803
Comercio y Suministro	193	1.021	845	1.583	1.192	1.032	5.866
Otros (1)	1.738	6.474	3.021	4.914	6.744	6.592	29.483
Total	15.314	17.091	23.151	25.732	27.584	27.946	136.818

(1) El rubro de otros incluye: CVP (gestión propia), Nuevos Negocios de la FPO, PDVSA Servicios, intereses de financiamiento, Palmaven, INTEVEP, Gas Comunal, PDVAL, PDVSA Agrícola, PDVSA Industrial, PDVSA Ingeniería y Construcción, PDVSA América, Bariven, PDVSA Casa Matriz, Lácteos Los Andes, Contingencia Corporativa.

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. Ceuta – Tomoporo

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la recuperación de las reservas de crudo del campo Ceuta – Tomoporo ubicado en el occidente del país con reservas estimadas de 1.000 MMBls de crudo de 23,6° API durante el período 2008-2021; así como también alcanzar una producción promedio de 195 MBD a través de la perforación de 234 pozos productores e inyectores y rehabilitación de 141 pozos, estimándose un promedio de 10 Taladros Año. El costo estimado del proyecto es 3.870 millones de dólares; al 31 de diciembre de 2008 el saldo acumulado de las obras en progreso de este proyecto es aproximadamente de 519 millones de dólares.

b. Suministro Eléctrico Costa Oriental del Lago - Occidente

Este proyecto tiene la finalidad de satisfacer la demanda eléctrica producto del crecimiento de la carga del Plan Siembra Petrolera en el Occidente de Venezuela, especialmente por el Complejo Criogénico de Occidente (CCO), el desarrollo del campo Tomoporo y el reemplazo de plantas en obsolescencia. Se construirán dos plantas de 500 MW cada una en la Costa Oriental del Lago y las obras de interconexión en 230 KW y 115 KW. El costo total del proyecto se estima en 1.125 millones de dólares y se estima culminar en el año 2011 el ciclo

combinado, el saldo de las obras en progreso es de 176 millones de dólares. Durante el año 2008, este proyecto fue transferido a Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE).

c. 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 incrementar la producción de crudo en 35 MBD y alcanzar una producción de 890 MBD, con una inversión estimada total al año 2013 de 13.038 millones de dólares.

d. Crecimiento de los Distritos Morichal y Múcura

El proyecto tiene como meta el desarrollo integral de crudo pesado y extrapesado de 780 MBD en los Distritos Morichal y Múcura de la FPO a través de la perforación, rehabilitación e inyección alternada de vapor. Igualmente, se contempla un incremento en la capacidad de transporte, despacho, almacenamiento para el manejo y disposición de las segregaciones comerciales con sus respectivos sistemas de diluentes, con una inversión estimada de 8.800 millones de dólares.

e. Nuevos Desarrollos en el Área de la Faja Petrolífera del Orinoco

El Plan Siembra Petrolera contempla la producción de 2.125 MBD en el año 2021 a través del desarrollo de cinco mejoradores de 200 MBD cada uno, con una inversión en dos complejos de 13.429 millones de dólares conjuntamente con la Refinería de Cabruta de 400 MBD.

Durante el año 2008, el MENPET dio inicio al Proyecto Carabobo, el cual contempla la construcción de dos proyectos integrados desarrollados bajo la figura de empresas mixtas con participación de 40%

para los socios y consisten en la producción de crudo extrapesado en las siguientes áreas de la FPO: Carabobo 1 Central (180 km²); Carabobo 1 Norte (203 km²), Carabobo 2 Norte (132 km²) y Carabobo 4 Oeste (210 km²), así como la construcción de dos mejoradores con capacidad para producir crudo de alta calidad de, aproximadamente, 32° API sin residuo de fondo. Cada proyecto comprende áreas con reservas suficientes en el Miembro Morichal para sostener una producción de 400 MBD.

La Asamblea Nacional aprobó la conformación de una empresa mixta entre PetroVietnam y PDVSA para la explotación y mejoramiento de las reservas del Bloque Junín-2 de la FPO.

Para la debida articulación de los proyectos petroleros con los no petroleros, se elaboró el Proyecto Socialista Orinoco (PSO), dentro del cual se consolidó la estrategia de Ordenamiento Territorial de la FPO.

f. Gas Delta Caribe Oriental

Consiste en la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos de Costa Afuera del 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 Güiría y 450 MW en Cumaná, estado Sucre); redes de transmisión y distribución eléctrica, y plantas de licuefacción.

Durante 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 (MTPA) GNL cada uno. La participación de socios en los trenes se menciona a continuación:

- Tren 1: PDVSA 60%, GALP 15%, Qatar Petroleum International 10%, Chevron 10%, Mitsubishi-Mitsui 5%.
- Tren 2: PDVSA 60%, GALP Energía 15%, ENARSA 10%, ITOCHU 10%, Mitsubishi-Mitsui 5%.

En septiembre de 2008, se suscribieron Memorandos 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 serían 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 Delta Caribe Oriental. El costo total de la obra se estima en 8.559 millones de dólares; los ingresos del proyecto estarán constituidos por la venta de parcelas de uso industrial desarrolladas y dotadas de todos los servicios. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es, aproximadamente, 360 millones de dólares.

g. 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 (Colombia), a las Plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna en el estado Zulia, contemplando 88,5 Km en Colombia, 135,9 Km en Venezuela, con un tramo sublacustre de 22 Km y 10 Estaciones de Seccionamiento.

Actualmente, se suministran 147 MMPCD de gas metano desde Colombia a Venezuela, superando el volumen previsto originalmente de 50 MMPCD. Con este volumen se benefician las empresas ubicadas



en el estado Zulia: Sector Eléctrico Ramón Laguna de Enelven 45 MMPCD y a la Planta Eléctrica Punta Gorda 26 MMPCD, Complejo Ana María Campos de Pequiven (empresa paralizada por falta de 50 MMPCD de gas) y, el Sector Doméstico e Industrial de Maracaibo (54 MMPCD) entre otros, con una inversión total de 659 millones de dólares, generando actualmente un total de 715 empleos, de los cuales 15 son directos y 700 indirectos. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de las obras en progreso es, aproximadamente, de 100 millones de dólares.

h. 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 producir 62 MBD de etano para Pequiven. Contempla la construcción de un nuevo tren de fraccionamiento en Ulé, Municipio Simón Bolívar, estado Zulia, así como la instalación de redes de tuberías y facilidades para interconectar al CCO con las instalaciones existentes. La inversión estimada es de 1.437 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine a finales del año 2011. El saldo de las obras en progreso. Al 31 de diciembre de 2008 es aproximadamente de 288 millones de dólares.

i. Gas Anaco

El proyecto tiene como objetivo incrementar la producción de gas para satisfacer la demanda interna. Este proyecto incluye el diseño y construcción de facilidades para incrementar la producción diaria a 2.400 MMPCD de gas y 35 MBD de crudo liviano, con la Completación de la Fase I (San Joaquín, Santa Rosa, Zapato y Mata R) para alcanzar a 2.800 MMPCD y 40 MBD al

completar la Fase II (Santa Ana/El Toco, La Ceibita, Soto/Mapiri y Aguasay). La inversión total estimada es 4.418 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2012. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente de 1.584 millones de dólares.

j. Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)

El proyecto AGLA consiste en desarrollar la infraestructura para el acondicionamiento de gas, en los campos San Joaquín, Guarío y el Roble; así como la optimización del sistema de transmisión para asegurar el manejo de la producción del Distrito Gas Anaco hasta 2.800 MMPCD y garantizar el suministro confiable del gas a las plantas de extracción de LGN y al mercado interno. El costo total estimado del proyecto es de 242 millones de dólares, y se estima que el proyecto culmine en el año 2012. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de obras en progreso es de 15 millones de dólares.

k. Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)

El proyecto ICO tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región central y este 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), con la finalidad 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, Los Morros y Altagracia) para interconectar el Sistema Anaco-Barquisimeto con el Sistema Ulé-Amuay para garantizar el suministro de gas al Cen-

tro de Refinación Paraguaná (CRP) y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. Durante el año 2008, se completó el tendido del gasoducto para cubrir las necesidades de gas de occidente, iniciando la transferencia de gas hacia esa región en septiembre de 2008. La capacidad de este sistema de transferencia se irá incrementando paulatinamente hasta 520 MMPCD, con la incorporación de estaciones de recompresión de gas en los años 2009 y 2010. La inversión estimada de este proyecto es 715 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente de 640 millones de dólares.

l. 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 en Jose (50 MBD); ampliación del Terminal Marino Jose; poliducto San Joaquín - Jose (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 664 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2014. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 250 millones de dólares.

m. 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 MMPCND de gas y 18 MBD de condensado. El Proyecto está ubicado al norte de la Península de Paria y cuenta con un área de aproximadamente 4.750 Km², con profundidades del agua que varía entre los 90 m. al oeste y 150 m. al este. Se estima la perforación de 36 pozos, de los cuales 24 son submarinos y 12 de superficie, 3 plataformas de servicio, 2 plataformas de recolección y una plataforma central de producción. En el año 2008, se inició la campaña de perforación de desarrollo de las reservas probadas mediante el barco-taladro Neptune Discoverer. La producción será utilizada para suplir prioritariamente el mercado interno, y soportar 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. La inversión requerida para el desarrollo de los campos Costa Afuera se estima en 7.080 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 731 millones de dólares.

n. Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS)

El proyecto tiene como objetivo la construcción de la infraestructura que permita incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera del oriente del país. Durante 2008, se inició el tendido del gasoducto Barcelona-Cumaná-Margarita con el cual se tiene previsto suministrar gas a estas regiones para su desarrollo socio-económico. La inversión estimada es de 2.162 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de las obras en progreso es de 495 millones de dólares y, se estima que el proyecto culmine en el año 2014.

o. Gasificación Nacional

El proyecto tiene como objetivo instalar redes de distribución de gas metano para beneficiar a

3.260.000 familias a nivel nacional. La inversión estimada es de 2.334 millones de dólares y se espera que el proyecto culmine en el año 2016. Durante el año 2008, PDVSA Gas Comunal adquirió 60% de la actividad de distribución y comercialización del GLP y 33% del gas metano domiciliario en el Territorio Nacional, mediante la compra de las dos mas grandes empresas del sector privado de GLP: Vengas, S.A. y Tropigas, S.A.C.A. y, la transferencia de la Gerencia de Gas Doméstico de PDVSA Gas. Por otra parte, se incorporaron 12.074 familias a la red de gas directo mediante la instalación de 600 kilómetros de red de distribución y 400 kilómetros de líneas internas. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de obras en progreso es aproximadamente de 28 millones de dólares.

p. Plataforma Deltana

El Proyecto de Gas de la Plataforma Deltana, contempla la participación de ChevronTexaco, Statoil y Total en los bloques 2, 3 y 4, respectivamente, para culminar la exploración. Durante el año 2008, Chevron solicitó al MENPET la declaración de comercialidad, con base en las reservas probadas de 7 BPC en Lorán y el proyecto de alimentación del Tren 1 de gas natural licuado del Proyecto Delta Caribe Oriental, estimando el inicio de producción comercial para el año 2014, con una inversión estimada en 3.810 millones de dólares, que incluye las inversiones previstas para la Planta de Gas Natural Licuado (Tren-1), gasoducto de 36 pulgadas de diámetro y, desarrollo de la infraestructura necesaria para la producción del gas natural en el Bloque 2 de Plataforma Deltana. Una vez declarada la comercialidad de las reservas encontradas, PDVSA participará en el futuro desarrollo del área.

En el Bloque 4 de la Plataforma Deltana, las empresas StatoilHydro y Total culminaron el programa mínimo exploratorio requerido por la licencia de



gas, logrando éxito exploratorio en Cocuina, donde cuantificaron 0,3 BPC de reservas probadas y se encuentran en preparación del Plan de Desarrollo para integrarlas como gas de respaldo para la alimentación del Tren-1 de gas natural licuado del Proyecto Delta Caribe Oriental; sin embargo en las áreas Ballena y Orca, las actividades exploratorias no lograron cuantificar volúmenes comerciales de gas. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de obras en progreso es aproximadamente de 162 millones de dólares.

q. Autogas - Gas Natural Vehicular (GNV)

El proyecto GNV tiene como objetivo alcanzar el equilibrio socio-económico del país, a través del uso del gas. Durante el período 2006-2012, se contempla la construcción de 457 nuevos puntos de expendios y reactivar 141 puntos en estaciones existentes. Adicionalmente, el programa incluye la conversión de 465.881 vehículos entre los cuales se destacan, unidades de transporte público, privados y de entes gubernamentales. Con la puesta en marcha de este programa, se ahorrarán 29 MBD de gasolina lo cual permitirá incrementar las exportaciones de este producto. La inversión total estimada en este proyecto es 2.317 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 217 millones de dólares.

r. 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 Róbalo, Merluza, Liza y Sierra, con el fin de producir 1.000 MMPCD 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, de las tuberías necesarias para el transporte del gas y los condensados, de 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.

s. Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de crudos pesados para cubrir la demanda interna y exportar combustible. Consiste en diseñar, procurar, construir, instalar y, puesta en marcha de unidades para procesar 210 MBD de crudo Merey 16. La inversión total estimada es 6.506 millones de dólares y, se estima su culminación para el año 2012. Al 31 de diciembre de 2008 el saldo de las obras en progreso, es aproximadamente, de 400 millones de dólares.

t. Conversión Profunda en la Refinería El Palito

Este proyecto tiene como objetivo la adecuación de la refinería para el procesamiento de 140 MBD

de crudo pesado obteniendo gasolinas y destilados con calidad de exportación y mejorar el margen de refinación, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. Se cambia la dieta de la refinería de crudos de 28° API a 22° API. La inversión total estimada es 6.050 millones de dólares, y se estima culminarlo en el año 2012. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 111 millones de dólares.

u. Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela

Se está diseñando la Refinería Cabruta para procesar 400 MBD de petróleo de gravedad API de 8,5° de la FPO, actualmente, se desarrolla la ingeniería conceptual y estará diseñada para obtener productos refinados de alta calidad: gasolina, destilados, combustible de aviones y para exportación. Se contempla el desarrollo en dos fases, la primera con tecnología de coquificación retardada y la segunda con tecnología HDHPLUS/SHP. La Refinería estará en Cabruta al sur del estado Guárico. Las operaciones de la primera fase comenzarán en el año 2014 y la segunda en el año 2019. La Refinería Batalla de Santa Inés está siendo diseñada para procesar 50 MBD de Guafita Blend de 28° de gravedad API. Está orientada a satisfacer la demanda regional del mercado de combustible. El esquema de configuración de este proceso no involucra procesos de conversión profunda. Se espera que las operaciones comiencen para el año 2012. La Refinería Zulia está diseñada para procesar 200 MBD de petróleo pesado de 17° API. Se espera que las operaciones comiencen en el año 2021. La inversión total estimada de la Refinería Cabruta es 14.073 millones de dólares, la de Zulia es 3.465 millones de dólares y la Refinería Batalla de Santa Inés es 1.000 millones de dólares.

v. Reemplazo Planta TJ-1

El proyecto tiene como objetivo soportar adecuada-

mente los niveles de producción de gas previstos en el plan de negocios para el área central de Tía Juana en el Occidente del país, disminuir las mermas operacionales de gas, lograr ahorro de 44% en el consumo de gas combustible y disminuir los altos costos de operación y mantenimiento. El costo total estimado del proyecto es 270 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 133 millones de dólares.

w. Fraccionamiento Craqueo Catalítico (FCC)

El proyecto FCC, tiene como objetivo reemplazar el conjunto reactor/despojador de la unidad de FCC de la Refinería Cardón. Este proyecto permitirá implantar las tecnologías que garanticen la extensión de la vida útil de equipos críticos y mejorar la calidad de productos maximizando ingresos por el incremento de carga a la unidad de FCC, lo cual a su vez permitirá aprovechar al máximo la infraestructura existente. La inversión total estimada en este proyecto es 637 millones de dólares, y se estima culminar en el año 2009. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 513 millones de dólares.

x. Construcción y adquisición de buques

El proyecto de construcción y adquisición de buques, tiene como objetivo el diseño, procura, construcción y equipamiento de 42 buques tanqueros, orientados al transporte de crudo y productos refinados, que garanticen el cumplimiento de la política de diversificación de mercados, con la finalidad de fortalecer la flota propia en concordancia con el plan de negocios de la Corporación. La primera fase contempla alianzas con empresas y astilleros ubicados en Argentina, Brasil e Irán, para la construcción de 16 buques tanqueros con una capacidad total aproximada de 6,8 MMB, paralelamente con el desarrollo y modernización del astillero en Venezuela.

La inversión total estimada en este proyecto es de 1.131 millones de dólares, el cual se estima culminar en el año 2013. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 371 millones de dólares.





IV. Principales Actividades



IV. Principales Actividades

1. Exploración y Producción

Las actividades de exploración son realizadas tanto en territorio venezolano como en otros países: Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina, Mali, Gambia y Vietnam. 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 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, y 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 y 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 dispone 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 las 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 anualmente son reajustadas 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 2008, la producción fue de 1.197 MMBls de petróleo, lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2008 de 62.740 MMBls. La producción comercial de petróleo en 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; y la de Carúpano, incorporada desde el año 2006 y que abarca los estados Sucre y 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 2008, para la cuenca Maracaibo-Falcón es de 42.008 MMBls, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.360 MMBls; en la cuenca Oriental es de 19.372 MMBls; la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, probadas desarrolladas, la producción del año y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción de las cuencas geológicas del país hasta el 31 de diciembre de 2008:

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE VENEZUELA

Cuenca	"Probadas (1)"	"Probadas Desarrolladas (2)"	"2008 Producción"	"Relación Reservas Probadas / Producción"
	(MMBls al 31/12/2008)		(MBD)	(años)
Petróleo (3)				
Maracaibo-Falcón	20.286	5.412	1.084	51
Barinas-Apure	1.575	275	81	53
Oriental	150.387	10.611	2.105	195
Carúpano	75	-	-	-
Total (4)	172.323	16.298	3.270	144
Extrapasado	131.611	5.669	819	439
Gas Natural en MMBpe (5)				
Maracaibo-Falcón	5.937	1.165	163	100
Barinas-Apure	56	29	8	19
Oriental (6)	21.811	5.475	488	122
Carúpano	2.543	-	-	-
Total Gas Natural en MMBpe	30.347	6.669	659	126
Total Hidrocarburos en MMBpe	202.670	22.967	3.929	141

(1) Desarrolladas y no desarrolladas.

(2) 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 desarrolladas se basaba en una estimación de aproximadamente 70% de las reservas probadas totales, lo cual incluía pozos y yacimientos inactivos.

(3) La producción fiscalizada de petróleo empleada para el balance de reservas excluye el condensado de planta de 8 MBD e incluye ajustes provenientes de la producción de la empresa PETROLERA SINOVENSA, S.A. de los años 2006-2008 de 6 MBD.

(4) Las reservas probadas totales de petróleo fueron oficializadas por el MENPET según Gaceta Oficial N° 39.139 de fecha 16 de marzo de 2009.

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

(6) Incluye las reservas probadas de gas natural en la FPO, estimadas en 4.442 MMBpe al 31 de diciembre de 2008.

Al 31 de diciembre de 2008, el petróleo y el gas natural representaron 85% y 15%, 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 2008:

RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2008

Nombre del Campo	Ubicación (Nombre del estado)	Producción 2008 (MBD)	Año del Descubrimiento	Reservas Probadas (MMBIs)	Relación de Reservas Probadas/Producción (años)
Zuata Principal	Anzoátegui	284	1985	31.461	304
Iguana Zuata	Anzoátegui	-	1981	31.285	-
Cerro Negro	Monagas	118	1979	22.578	524
Cerro Negro	Anzoátegui	137	1979	19.006	380
Zuata Norte	Anzoátegui	31	1981	9.331	838
Huyapari	Anzoátegui	159	1979	5.340	92
Tía Juana Lago	Zulia	145	1925	3.637	69
Mamo	Anzoátegui	-	1980	2.668	-
Bare	Anzoátegui	93	1950	2.046	60
Bloque VII: Ceuta	Zulia	141	1956	1.714	33
Mulata	Monagas	247	1941	1.654	18
Bachaquero Lago	Zulia	97	1930	1.640	46
El Furrial	Monagas	408	1986	1.611	11
Farante	Anzoátegui	-	1980	1.588	-
Kuripaco	Anzoátegui	-	1980	1.488	-
Boscán	Zulia	103	1946	1.411	37
Urdaneta Oeste Lago	Zulia	86	1955	1.386	44
Santa Bárbara	Monagas	154	1941	1.302	23
Lagunillas Lago	Zulia	76	1925	1.269	46
Tía Juana Tierra	Zulia	29	1925	1.194	113
Melones	Anzoátegui	37	1955	1.099	82
Lagunillas Tierra	Zulia	53	1925	1.033	53
Jobo	Monagas	24	1939	1.031	118

Reservas de Petróleo

Los niveles de las reservas probadas de petróleo, al cierre del año 2008, se ubicaron en 172.323 MMBls. La distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20.286 MMBls Maracaibo-Falcón; 1.575 MMBls Barinas-Apure; 150.387 MMBls Oriental y, 75 MMBls Carúpano. Para la FPO las reservas ascienden a 133.426 MMBls de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 3.491 MMBls y a crudo extrapesado 129.935 MMBls. La FPO pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela.

Durante el año 2008, se destaca la incorporación de 74.143 MMBls de reservas probadas, de los cuales 11 MMBls fueron por descubrimientos; 116 MMBls por extensión y 74.016 MMBls por revisiones, principalmente realizadas en la FPO, dentro del Proyecto Socialista Orinoco Magna Reserva. En el año 2007, el incremento de las reservas fue de 13.198 MMBls, 8.504 MMBls en el año 2006, 623 MMBls en el año 2005 y 4.601 MMBls en el año 2004.

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 2008, 2007, 2006, 2005 y 2004, fue de 6.194%, 1.154%, 713%, 52% y 104%, 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 2008, 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 2008, las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extrapesado, tienen un tiempo de agotamiento de 144 años, aproximadamente, para lo cual se está ejecutando el Plan Siembra Petrolera 2007-2013, que prevé el

desarrollo de las reservas de una forma adecuada y sustentable. Este tiempo de agotamiento se elevará a 262 años, cuando se concluya la certificación de reservas del Proyecto Orinoco Magna Reserva el cual cuenta, hasta ahora, con un avance de 40% en la incorporación de reservas de petróleo, es decir 94 MMBls de los 235 MMBls planificados para incorporarlas hasta el año 2009.

Reservas de Gas Natural

Se tienen reservas probadas de gas natural que ascienden a 176.015 MMMPCN (30.347 MMBpe) al 31 de diciembre de 2008, de los cuales 25.762 MMMPCN están asociados a la FPO. Esto es un indicio más de que las arenas de la FPO no son bituminosas sino petrolíferas. Por otra parte, del total de reservas probadas de gas natural tenemos que 24.039 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 2008, se reinyectaron 1.128 MMMPCN con el fin de mantener la presión de algunos yacimientos, lo que equivale a 45% del gas natural que se produjo.

Las reservas por cuenca se distribuyen de la siguiente manera: 5.937 MMBpe Maracaibo-Falcón, 56 MMBpe Barinas-Apure, 21.811 MMBpe Oriental y 2.543 MMBpe Carúpano. Durante el año 2008, se incorporaron 1.119 MMBpe, de los cuales 6 MMBpe fueron por descubrimiento de nuevos yacimientos, 11 MMBpe por extensión y, 1.102 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 VENEZUELA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

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

	2008	2007	2006	2005	2004
RESERVAS PROBADAS					
Condensado	1.788	1.826	1.870	1.833	1.867
Liviano	9.867	9.981	9.735	9.747	9.830
Mediano	11.333	11.939	12.345	12.456	12.487
Pesado	17.724	17.458	17.391	17.533	17.708
Extrapesado (1)	131.611	58.173	45.983	38.443	38.690
Total petróleo	172.323	99.377	87.324	80.012	80.582
Relación de Reservas/Producción (Años)	144	87	73	67	69
Gas natural (MMMPCN) (2)	176.015	170.920	166.249	152.264	151.479
Gas natural (MMBpe)	30.347	29.469	28.664	26.252	26.117
Total de hidrocarburos en MMBpe	202.670	128.846	115.988	106.264	106.699
Reservas Probadas Desarrolladas					
Condensado	346	381	407	321	387
Liviano	2.221	2.404	2.760	2.359	2.772
Mediano	3.431	3.747	4.812	5.026	5.471
Pesado	4.631	5.024	5.333	5.406	4.569
Extrapesado	5.669	3.981	6.308	3.826	4.076
Total petróleo	16.298	15.537	19.620	16.938	17.275
Gas natural (MMMPCN)	38.682	105.154	110.108	106.726	106.035
Gas natural (MMBpe)	6.669	18.130	18.985	18.401	18.282
Total de hidrocarburos en MMBpe	22.967	33.667	38.605	35.339	35.557
Porcentaje del total de reservas desarrolladas vs. total de resevas probadas					
Petróleo	9 %	16%	22%	21%	21%
Gas natural	22 %	62%	66%	70%	70%

(1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situado en la FPO tienen un bajo grado de desarrollo y se sitúan, al cierre de diciembre de 2008 en 129.935 MMBls, aproximadamente.

(2) Incluye 24.039 MMMPCN, 18.899 MMMPCN, 16.447 MMMPCN, 13.819 MMMPCN y 13.649 MMMPCN en cada uno de los años 2008, 2007, 2006, 2005 y 2004 respectivamente, asociados a las reservas de crudo extrapesado. Según Gaceta Oficial N° 38.913 del 18/04/2008, para el año 2007 las reservas probadas de gas oficializadas por el MENPET son de 170.867 MMMPCN.

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2008 resaltan, en la Cuenca Oriental de Venezuela, el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos (tanto probadas como probables) en el pozo ORS101X de 3,6 MMBIs de petróleo y, de 25,6 MMMPCN de gas asociado; así como también el del pozo M-8 8 de 2,1 MMBIs y 2,3 MMMPCN de gas.

En cuanto a la Cuenca Barinas-Apure, sobresale el descubrimiento realizado en el pozo BOR 6E, el cual incorpora reservas probadas y probables por el orden de los 10 MMBIs de petróleo y 2,3 MMMPCN de gas.

b. Exploración

La actividad exploratoria durante el año 2008, estuvo enmarcada dentro de los lineamientos estratégicos establecidos a través del desarrollo de producción en áreas tradicionales del Plan Siembra Petrolera.

Los estudios exploratorios se concentraron en la ejecución de 27 proyectos, con la finalidad de investigar un volumen de expectativas de 23.074 MMBIs de crudo y 52.158 MMMPC de gas, a lo largo del territorio nacional, en las regiones de oriente, occidente, centro sur y costa afuera; así como la ejecución de estudios, a nivel internacional, en Bolivia, Ecuador, Cuba, Argentina, Mali, Gambia y Vietnam; estos últimos como parte de los acuerdos suscritos entre el Estado y los países indicados.

Al cierre del período, se finalizaron cuatro proyectos en la región de oriente: Triásico-Jurásico, Pantano Oriental, Roblote y Las Piedritas. Como resultado de estos estudios se identificaron seis nuevas oportunidades en el proyecto Triásico-Jurásico, con expectativas asociadas en el orden de 1.954 MMBIs de crudo y 6.147 MMMPC de gas; así como 26 nuevas

oportunidades en el proyecto Pantano Oriental, con volúmenes de expectativas asociadas de 831 MMBIs de crudo y 744 MMMPC de gas. Igualmente, en el proyecto Roblote se identificaron tres nuevas oportunidades con unas expectativas estimadas de 62 MMBIs de crudo y 1.420 MMMPC de gas. En cuanto al proyecto Las Piedritas se identificaron siete oportunidades adicionales con unas expectativas estimadas de 445 MMBIs de crudo y 1.625 MMMPC de gas.

Durante el año 2008, se elaboró el Plan Exploratorio Costa Afuera 2008-2016, con la finalidad de definir y jerarquizar las áreas de estudios y establecer plan de adquisición de datos a través de sísmica y de pozos exploratorios, con un total de expectativas para investigar en el orden de 4.431 MMBIs de crudo y, 51 MMMPC de gas. A partir de esta jerarquización, se iniciaron dos nuevos proyectos: Barracuda Fase I y Blanquilla Este Fase I. Estos proyectos alcanzaron una ejecución física de 100%, los cuales dieron como resultado lo siguiente: el proyecto Barracuda Fase I, originó la propuesta sísmica para redefinir las oportunidades existentes en el área de estudio; y el proyecto Blanquilla Este Fase I, incorporó como reservas posibles un total de 4,6 MMBIs de condensado y 130 MMMPC de gas, las cuales fueron descubiertas por el pozo PMN-1X y estimadas recientemente con nueva tecnología por este proyecto. Igualmente, el proyecto Blanquilla Este Fase I, generó la propuesta de adquisición de 3.320 Km² de sísmica 3D en el área de Dragón Norte (iniciada a finales del año 2008) la cual permitirá definir mejor las oportunidades al norte del área del proyecto Mariscal Sucre. 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 cuanto a la actividad operacional del año 2008, en geofísica se adquirieron 4.036 Km² de sísmica 3D de los cuales, 1.300 Km² son de sísmica 3D exploratoria, distribuidos en 422 Km² de sísmica terrestre en el área centro sur correspondientes al Proyecto Barinas Oeste 05G-3D y 878 Km² de sísmica marina costa afuera en el proyecto Dragón Norte 08G 3D. En actividades de producción, se realizó la grabación de 193 Km² de sísmica 3D para el proyecto Guara Este y 2.543 Km² de sísmica 3D marina en el proyecto Mariscal Sucre. Adicionalmente, se grabaron 523 km lineales en el proyecto Boyacá para Magna Reserva. Por otro lado, durante noviembre de 2008 se dio inicio a las operaciones de campo asociadas al levantamiento de datos sísmicos Oro Negro 07G-3D, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo.

En lo referente a la actividad de perforación exploratoria, se trabajaron cinco pozos: tres correspondientes al área del oriente del país (ORS-101X, PAG-9X y J-496X), uno en el área de occidente (FRA-2) y uno en el área de centro sur (SAB-1X). De los cinco pozos trabajados, dos se encuentran en progreso: J-496X y SAB-1X, uno en evaluación PAG-9X, y dos están completados: ORS-101X y FRA-2. El pozo FRA-2 tiene probado petróleo mediano de 22° API a nivel de la formación Misoa, con un volumen total de reservas, entre probadas y probables, de 168,3 MMBls de crudo y 25,2 MMMPC de gas y, el pozo ORS-101X tiene reservas probadas en el orden de 3,6 MMBls de crudo y 25,6 MMMPC de gas.



ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN

Número de Pozos

Actividades de Perforación	2008	2007	2006	2005	2004
Pozos Exploratorios					
Pozos Completados	2	5	4	5	1
Pozos Suspendidos	-	1	1	-	-
Pozos bajo Evaluación	1	-	5	2	1
Pozos en Progreso	2	3	2	8	2
Pozos Secos o Abandonados	-	2	7	1	1
Total Pozos Exploratorios	5	11	19	16	5
Pozos de Arrastre	3	8	10	6	1
Pozos de Desarrollo Perforados (1)	604	566	543	379	313

(1) Pozos en progreso, incluye los iniciados en años anteriores. Se encuentran discriminados de la siguiente manera para el año 2008: 553 pozos de PDVSA Petróleo y 51 pozos de PDVSA Gas, esto no incluye 99 pozos de Empresas Mixtas Liviano-Mediano y 371 pozos de empresas mixtas de la FPO, para un total de 1.074 pozos.

c. Producción

El potencial de producción de crudo a nivel Nación al cierre del año 2008, alcanzó un total de 3.804 MBD, de los cuales 2.780 MBD corresponden a gestión directa (1.224 MBD en oriente, 99 MBD en centro sur, 1.029 MBD en occidente y, 428 MBD en la FPO), 447 MBD corresponden a empresas mixtas liviano-mediano y 577 MBD a las empresas mixtas de la FPO.

En el año 2008, la producción fiscalizada total del petróleo en Venezuela se ubicó en 3.260 MBD, que incluye 3.235 MBD de la producción propia de PDVSA y 25 MBD de la participación de terceros en las asociaciones de la FPO.

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)	2008	2007	2006	2005	2004
Gestión directa (2)	2.382	2.292	2.315	2.109	2.066
Empresas mixtas liviano - mediano (3)	378	316	241	-	-
Empresas mixtas de la FPO (4)	446	-	-	-	-
Crudo extrapesado (menos de 8 grados API) (5)	-	29	15	61	38
Participación de PDVSA en las asociaciones de la FPO (4)	29	267	219	234	210
Convenios operativos (3)	-	-	116	497	518
Convenios de exploración a riesgo	-	-	1	5	1
Total producción propia de PDVSA	3.235	2.904	2.907	2.906	2.833
Participación de terceros en las asociaciones de la FPO	25	246	343	368	315
Producción Nación	3.260	3.150	3.250	3.274	3.148

(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 por 8 MBD en el año 2008.

(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 Faja Petrolífera del Orinoco. Petropiar, S.A. inició operaciones el 18 de enero de 2008, Petrocedeno, 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) Producción de crudo extrapesado menor a 8° API orientada a producción de Orimulsión® dejó de producirse en el año 2007.

La producción propia promedio de petróleo atribuida a PDVSA en el año 2008 fue de 3.235 MBD, que incluye en gestión directa 2.382 MBD (1.076 MBD en oriente, 854 MBD en occidente, 81 MBD en centro sur y 371 MBD de la FPO), Empresas Mixtas Liviano-Mediano 378 MBD, y Empresas Mixtas y participación de PDVSA en la FPO de 475 MBD. Durante el año 2008, el costo promedio de producción de petróleo fue aproximadamente de 7,10 \$/Bpe.

En promedio, al cierre de diciembre de 2008, la producción del gas natural fue de 6.904 MMPCD (o 1.190 MMBpe), de la cual 3.081 MMPCD, fueron reinyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta del gas natural fue de 3.823 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	2008	2007	2006	2005	2004
Condensado	141	133	125	18	25
Liviano	579	589	642	776	767
Mediano	911	911	1.020	999	1.001
Pesado + Extrapesado (1)	1.604	1.271	1.120	1.113	1.040
Total Petróleo	3.235	2.904	2.907	2.906	2.833
Líquidos del Gas Natural	162	172	177	165	166
Total Petróleo y LGN	3.397	3.076	3.084	3.071	2.999
Gas Natural (MMPCD)					
Producción Bruta	6.904	6.958	7.072	7.008	6.566
Menos: reinyectado	3.081	2.903	3.019	2.920	2.747
Gas natural neto (MMPCD)	3.823	4.055	4.053	4.088	3.819
Gas natural neto (MBDPE)	659	699	699	705	658
Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca					
Maracaibo-Falcón	1.084	1.130	1.180	1.187	1.238
Barinas-Apure	81	82	87	88	85
Oriental	2.070	1.692	1.640	1.631	1.510
Total Petróleo	3.235	2.904	2.907	2.906	2.833
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	945	1.067	1.123	1.255	1.187
Barinas-Apure	46	59	28	17	4
Oriental	5.913	5.832	5.921	5.736	5.375
Total Gas	6.904	6.958	7.072	7.008	6.566
Precio Cesta Exportación (\$/Bl) (2)	86,49	64,74	55,21	45,32	32,22
Precio de venta del gas natural (\$/MPC)	1,63	1,21	1,13	0,84	0,74
Costos de Producción (\$/Bpe) (3)					
Incluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	7,10	4,93	4,34	3,93	3,77
Excluye los Ex Convenios Operativos-Empresas Mixtas	5,70	4,88	4,01	3,13	3,29

(1) Incluye Petrozuata y crudo de 8° API.

(2) Incluye ventas a las filiales y a las afiliadas.

(3) 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), por los volúmenes totales de la producción de petróleo, de gas natural y el líquido del gas natural.

Es importante destacar que, durante el año 2008 se concluyó la conformación de las diversas empresas mixtas que dieron continuidad y/o iniciaron operaciones en campos maduros, campos Costa Afuera y campos de la FPO. Igualmente, dentro de la gestión propia, se realizaron importantes cambios con la consolidación de la División Costa Afuera y la creación de la División FPO. Estas nuevas divisiones asumieron retos operacionales que permitieron consolidar las operaciones de PDVSA durante el año 2008.

PDVSA, por primera vez en la historia de la industria petrolera venezolana, inicia operaciones de perforación de producción de gas en aguas territoriales venezolanas, con personal y recursos propios. Para realizarlo se contrató el barco taladro Neptune Discoverer por un período aproximado de cuatro años con la empresa Neptune Marine & Drilling Pte Ltd. Esta embarcación, de origen noruego, ayudará en la explotación del potencial gasífero venezolano para producir, aproximadamente, 600 MMPCD de gas en la primera etapa.

La embarcación llegó a Venezuela, luego de estar en Trinidad y Tobago para el acondicionamiento que garantizará las políticas nacionales de seguridad y preservación del medio ambiente. Inició operaciones de perforación el 16 de junio de 2008, en el Campo Dragón del Proyecto Mariscal Sucre de la División Costa Afuera. En la actualidad, se continúa con las operaciones del pozo DPSSD4A en el campo Dragón, llegando a la fase productora, hoyo de 8½ pulgadas realizándose tomas de núcleo exitosas entre 7.780 y 7.798 pies.

Asimismo, para desarrollar las operaciones se cuenta con una base marina temporal en Muelle Seco, estado Anzoátegui. Posteriormente, la sede definiti-

va estará ubicada en Carúpano, estado Sucre, para la recepción, almacenamiento y envío de materiales de perforación.

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.

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 (CNO-DC), 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, durante el primer trimestre del año 2006 la Corporación cesó la producción de Orimulsión® en su módulo ubicado en Morichal (estado Monagas), 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.

En fecha 22 de septiembre de 2006, el MENPET determinó que la producción de Orimulsión® no constituye un uso adecuado de las reservas de petróleo crudo extrapesado; por tal motivo anunció la cesación definitiva de esta producción al 31 de diciembre de 2006.

Durante el año 2007, entre BITOR, CNPC Exploration and Development Company Limited, Petrochina Fuel Oil Company Limited (PETROCHINA) y SINO-VENSA 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, en la cual BITOR (o una de sus afiliadas o CVP), participaría accionariamente en 60%; (b) transferir todos los activos que eran propiedad de Sinovensa (salvo cuentas por cobrar, efectivo, y equivalentes de efectivo y créditos fiscales) a la nueva empresa mixta Petrolera Sinovensa, S.A.; (c) para finiquitar los reclamos derivados de la terminación del Contrato de Suministro de Orimulsión®, una vez se constituya la nueva empresa mixta y se le otorgue el derecho a ejercer actividades primarias, BITOR pagará a PETROCHINA, la suma de 300 millones de dólares, más intereses sobre el saldo no pagado, considerando como fecha de referencia el 1° de mayo de 2007, a la tasa LIBOR más un punto porcentual (LIBOR + 1%); (d) si a finales de enero de 2008, la nueva empresa mixta, no ha iniciado sus operaciones o no se le ha permitido operar cualquiera de las partes podrá, a su elección, optar por terminar el acuerdo.

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.

Posterior al 1° de febrero de 2008 y según los términos del acuerdo antes mencionado, BITOR reconoció 300 millones de dólares por la terminación del Contrato de Suministro de Orimulsión®, 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 de dólares incluidos en las acumulaciones y otros pasivos.

d. Asociaciones con Terceros

En el año 2003, MENPET decide la reactivación de la CVP, con la finalidad de lograr una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional en función del bienestar colectivo. De esta manera se definió como una filial de propósitos especiales que tendría, bajo su responsabilidad, la administración y control de todos los negocios con terceros.

En este sentido, el propósito fundamental de la reactivación de CVP fue centralizar el manejo de los

Convenios Operativos de la I, II, y III 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, los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, y los Convenios de Asociación de la FPO.

En el año 2007, culmina el proceso de constitución de las nuevas empresas mixtas, creadas dentro del marco de nacionalización de la FPO, conforme a lo establecido en el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco N° 5.200, de fecha 26 de febrero de 2007, lo cual ha significado un paso histórico en la reafirmación de la Soberanía Nacional en materia petrolera.

El objetivo social es desarrollar actividades primarias de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, su extracción en estado natural, recolección, transporte y, almacenamiento inicial.

Las 21 Empresas Mixtas Liviano-Mediano que sustituyeron a los convenios operativos, más la incorporación de cuatro nuevas empresas a este grupo (Petrosucre, S.A., Petrolera Bielovenzolana, S.A., Petrolera Indovenzolana, S.A. y Petrozumano, S.A.) y las empresas mixtas de la FPO (Petromonagas, S.A., Petrocedeño, S.A., Petropiar, S.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.) alcanzan una producción de crudo de 878 MBD, de los cuales 378 MBD corresponden a las Empresas Mixtas Liviano-Mediano y 500 MBD a las empresas mixtas de la FPO. De esta manera, PDVSA demuestra su disposición a seguir trabajando con la inversión privada nacional e internacional, manteniendo la Soberanía Nacional y el control accionario por parte del Estado, como lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas

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 evaluara los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un período no mayor a un año. En el último trimestre del año 2005, todas las empresas operadoras de estos convenios 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 también el modelo de contrato para la conversión a empresa mixta que se suscribirá 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.

Antecedentes de los Convenios Operativos

Durante la última década del siglo pasado, se inició el proceso denominado Apertura Petrolera, cuyo propósito era permitir la participación de transnacionales privadas en las actividades petroleras dentro del país, en perjuicio de los intereses nacionales. En este sentido, fueron firmadas por PDVSA en los años 1992, 1993 y 1997, la primera, segunda y tercera ronda de los convenios operativos, respectivamente. Estos convenios operativos tenían el propósito de 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 lo cual los hacía sumamente onerosos.

Debido a sus altos costos, este esquema de negocios perjudicó a PDVSA, porque se planteó y ejecutó en forma abiertamente favorable a las operadoras. 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 explicadas según los intereses de quienes los manejaran, de esta manera quedaban puertas abiertas para diferentes interpretaciones, 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.

Dentro de 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 1ra. y 2da. 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 los cuales, 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 1ra. y 2da. Ronda, ni los previstos por la OPEP; en tal sentido, estas 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 1ra. y 2da. 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 1ra. y 2da. 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.

Proceso de Migración a Empresas Mixtas

En función de las instrucciones emanadas por el MENPET, con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, según la cual PDVSA debe tener mayoría accionaria en los negocios petroleros con terceros, nacieron las empresas mixtas las cuales tienen como función principal la exploración, explotación y desarrollo de los campos migrados de los convenios operativos; por lo tanto dicha producción sería vendida a PDVSA, cuya remuneración se realizaría a través de una fórmula por tipos de crudos marcadores internacionales.



De las ganancias obtenidas producto de dichas ventas, las empresas mixtas emiten sus resultados anualmente, de manera tal que las ganancias son distribuidas entre los socios, obteniendo PDVSA un porcentaje de mayoría accionaria promedio de 61,85%.

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. Actualmente se han constituido, 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:

PARTICIPACIÓN DE PDVSA EN LAS EMPRESAS MIXTAS

Expresado en millones de dólares

Campos	Empresas Mixtas	Fecha de Constitución	Fecha Decreto de Transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País
Mene Grande Quiriquire	Petroquiriquire, S.A,	21/08/06	29/09/06	60,00	40,00	REPSOL (1)	España
Caracoles Intercampo N.	Petrolera Sino-Venezolana, S.A.	28/11/06	29/01/07	75,00	25,00	CNPC (2)	China
Falcón Este Falcón Oeste	Petrocumarebo, S.A.	09/08/06	24/11/07	60,00	40,00	VGO (3)	Venezuela
Ambrosio Pedernales	Petrowarao, S.A.	09/08/06	29/09/06	60,00	40,00	PERENCO (4)	Francia
Cabimas	Petrocabimas, S.A.	02/10/06	24/11/06	60,00	40,00	SEPCA (5)	Venezuela
Kaki	Petrolera Kaki, S.A.	28/11/06	29/01/07	60,00	40,00	INEMAKA (6)	Venezuela
Casma-Anaco	Petrocuragua, S.A.	18/10/06	24/01/06	60,00	40,00	OPEN (7)	Venezuela
Colón	Baripetrol, S.A.	09/08/06	29/09/06	60,00	40,00	Tecpetrol (8)	Argentina
Onado	Petronado, S.A.	15/09/06	24/11/06	60,00	40,00	CGC (9)	Argentina
Oritupano-Leona	Petroritupano, S.A.	04/09/06	29/09/06	60,00	40,00	PETROBRAS (10)	Brasil
La Concepción	Petrowayu, S.A.	04/09/06	29/09/06	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Acema	Petroven-Bras, S.A.	04/09/06	29/09/06	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Mata	Petrokariña, S.A.	31/08/06	24/11/06	60,00	40,00	PETROBRAS	Brasil
Boscán	Petroboscán, S.A.	11/08/06	29/09/06	60,00	40,00	Chevron (11)	EE.UU.
LL-652	Petroindependiente, S.A.	11/08/06	29/09/06	74,80	25,20	Chevron (12)	EE.UU.
Monagas Sur	Petrodelta, S.A.	03/10/07	23/10/07	60,00	40,00	Harvest V. (13)	EE.UU.
Guárico Oriental	Petroguárico, S.A.	25/10/06	24/11/06	60,00	40,00	Teikoku (14)	Japón
DZO	Petroperijá, S.A.	21/09/06	24/11/06	60,00	40,00	BP (15)	Reino Unido
Boquerón	Boquerón, S.A.	11/10/06	24/11/06	60,00	40,00	BP	Reino Unido
B-2X 70/80	Lagopetrol, S.A.	05/12/07	11/01/07	69	31,00	Hocol (16)	Francia
Urdaneta Oeste	Petroregional del Lago, S.A	10/08/06	29/09/06	60,00	40,00	Shell (17)	Reino Unido
PROMEDIO DE PARTICIPACIÓN				61,85	38,15		

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

En esta nueva opción del negocio petrolero, PDVSA participa con socios privados nacionales o 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, de los cuales dos son directores de PDVSA, dos son directores en representación del socio B y, el Presidente es personal de PDVSA. Estos trabajadores que ocupan puestos gerenciales y administrativos son sujetos a evaluación y aprobación por parte de CVP; por lo tanto, todo lo concerniente a elaboración de

presupuesto, aprobación de desembolsos, inversiones, costos, entre otros, son controlados y aprobados por PDVSA. En cuanto a la comercialización, ésta 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
Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional.		Fueron analizados y discutidos en la Asamblea Nacional, Institución que les dió el visto bueno antes de entrar en vigencia.
Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización.		Se fundamentan en el Artículo 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que establecen la propiedad del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos, y permiten la participación de terceros en Empresas Mixtas, en las que el Estado mantenga una participación mayor a 50%.
Respondieron al modelo de empresa transnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y, el pueblo venezolano.		Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.
Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía.		Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.
Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por consiguiente, vulneraron la Soberanía Nacional.		Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.
Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero.		Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.
No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional.		Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.
En los Convenios de 1ra. y 2da. Ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos de la OPEP.		La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del MENPET.
Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo.		Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.

Disminución en los Costos Reales de PDVSA durante los años 2008, 2007 y 2006

De haberse mantenido el esquema de Convenios Operativos, considerando los altos precios de venta del crudo durante los años 2008, 2007 y, 2006, los pagos que se hubieran requerido alcanzarían a 11.949 millones de dólares. No obstante, durante ese mismo período, los costos y gastos de las Empresas Mixtas, incluyendo la participación de los accionistas minoritarios en sus ganancias netas, totalizaron 8.599 millones de dólares. Producto de la decisión de migrar los convenios operativos a empresas mixtas, se generó un ahorro de gastos a PDVSA, por 4.561 millones de dólares.

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 (NUDE) en las áreas cercanas a sus campos petroleros; así como también apoyar todos los programas sociales a través de los cuales el Ejecutivo Nacional se propone elevar el nivel de vida de la población en educación, salud, vialidad y servicios en general, e incorporarla 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 (1,11% de los ingresos brutos) alcanzó 111 millones de dólares 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.

Durante los años 2003, 2004 y 2005 los antiguos convenios operativos efectuaron aportes para el desarrollo social por 6 millones de dólares, 11 millones de dólares y 12 millones de dólares, respectivamente, para un total de 29 millones de dólares en ese período de tres años.

El aporte para desarrollo social de la Empresas Mixtas, desde el año 2006 hasta el cierre de diciembre de 2008 alcanzó la cifra de 239 millones de dólares.

En resumen, 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.

Gestión para la Migración de las Asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas a Empresas Mixtas

Entre los años 1993 y 1999, dentro del proceso de Apertura Petrolera, el Congreso Nacional (aho-

ra 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 de 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 que se comercializan en el mercado internacional.

En este sentido, las exploraciones en áreas petroleras del país estaban a cargo de consorcios extranjeros (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 Explora-

tion USA Limited de Japón, Norcen Energy Resources Limited de Canadá). Igualmente, ocurrió con los convenios operativos, en los cuales participaron también empresas nacionales de capital privado; Polar, Inelectra y Arco, dejando al pequeño inversionista un máximo de participación de 10%.

Los desembolsos requeridos por estas asociaciones, para el desarrollo y conclusión de los proyectos, fueron cubiertos mediante el aporte de capital de PDVSA, de los otros 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 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), Sincruos de Oriente, S.A. (Sincor), Petrolera Cerro Negro, S.A. (Cerro Negro) y Petrolera Hamaca, C.A. (Hamaca) deben transformarse 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.

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 señalados términos y 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, lo que incluyó 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 vigente que rige esta materia.

Dichas empresas 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.

En Gaceta Oficial N° 38.801 del 1° de noviembre de 2007, se publicó la aprobación de la Asamblea Nacional para la creación de las siguientes empresas mixtas:

- **Petropiar, S.A.** empresa mixta creada para operar el Proyecto Hamaca, constituida por la CVP filial de PDVSA y Chevron Orinoco Holdings B.V. con una participación accionaria de 70% y 30%, respectivamente. El decreto de transferencia de la operación y los activos del proyecto fue publicado en Gaceta Oficial N° 38.846 del 9 de enero de 2008.
- **Petrocedeño, S.A.** empresa mixta creada para operar el Proyecto Sincor, constituida por 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. El decreto de transferencia de la operación y los activos del proyecto fue publicado en Gaceta Oficial N° 38.847 del 10 de enero de 2008.

- **Petromonagas, S.A.** empresa mixta creada para operar el Proyecto Cerro Negro, constituida por 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. El decreto de transferencia de la operación y los activos del proyecto fue publicado en Gaceta Oficial N° 38.884 del 5 de marzo de 2008.

Dentro del conjunto de empresas 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), constituida por CVP y CNPC Venezuela B.V., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente. El decreto de transferencia de la operación fue publicado en Gaceta Oficial N°38.807 del 9 de noviembre de 2007.
- **Petrolera Bielovenzolana S.A.** creada para efectuar actividades de exploración y producción en las áreas del municipio Freites y Lago de Maracaibo (ubicadas en los estados Anzoátegui y Zulia, respectivamente), constituida por CVP y Estatal Unitaria "Unión de Empresas Productoras Belorusneft", con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente. El decreto de transferencia de la operación fue publicado en Gaceta Oficial N°38.840 del 28 de diciembre de 2007.
- **Petrolera Indovenzolana S.A.** creada para efectuar actividades de exploración y producción en



el área de San Cristóbal (ubicada entre el estado Anzoátegui y el estado Guárico), constituida por CVP y ONGC Nile Ganga B.V., con una participación accionaria de 60% y 40%, respectivamente. El decreto de transferencia de la operación fue publicado en Gaceta Oficial N°38.917 del 24 de abril de 2008.

Tal como se comentó con anterioridad, SINOVENSA pasa a formar parte de las nuevas empresas mixtas de la FPO. Dicha asociación hasta el año 2006, se dedicaba a la manufactura de Orimulsión® en su módulo ubicado en el Complejo Jose en el estado Anzoátegui. El Estado, dentro del marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, toma la decisión de eliminar la producción de este combustible con la finalidad de utilizar el crudo extrapesado del campo Cerro Negro para mezclas y así obtener un mayor valor por el recurso natural.

Las empresas mixtas que sustituyen a los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas

son Petrolera Paria, S.A., Petrosucre, S.A. y, Petrolera Güiria, S.A. y que suplen a los extintos convenios llamados Golfo de Paria Este, Golfo de Paria Oeste y, Golfo de Paria Central, respectivamente. En el caso de La Ceiba, PDVSA tomó el control de 100% de participación accionaria.

Asimismo, se completó el proceso de constitución de la empresa mixta Veneziran Oil Company, S.A. la cual fue creada para prestar servicio de ingeniería, construcción, reconstrucción, reparación o cualquier actividad vinculada con plataformas semi-sumergibles, auto-elevadizas y estructuras costa afuera fijas y móviles, destinadas al desarrollo de proyectos vinculados con costa afuera, constituida por CVP e Irán Marine Industrial Company (SADRA), con una participación accionaria de 61% y 39%, respectivamente.

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:



EMPRESAS MIXTAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Empresas mixtas	Fecha de Constitución	Fecha Decreto Transferencia	(%) Participación PDVSA	(%) Participación Socio	Accionista Minoritario	País
PETROZUMANO, S.A.	06/11/2007	09/11/2007	60,00	40,00	CNPC (1)	China
PETROCEDEÑO, S.A.	11/12/2007	10/01/2008	60,00	40,00	TOTAL (2) StatoilHidro (3)	Francia Noruega
PETROLERA BIELOVENEZOLANA, S.A.	14/12/2007	28/12/2007	60,00	40,00	Belorusneft (4)	Bielorusia
PETROPIAR, S.A.	19/12/2007	09/01/2008	70,00	30,00	CHEVRON (5)	EEUU
PETROLERA PARIA, S.A.	19/12/2007	16/01/2008	60,00	40,00	SINOPEC (6) INE Oil & Gas Inc.	China
PETROSUCRE, S.A.	19/12/2007	16/01/2008	74,00	26,00	ENI (7)	Italia
PETROLERA GÜIRIA, S.A.	10/01/2008	05/03/2008	64,00	36,00	ENI (7) INE Oil & Gas Inc.	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) StatoilHidro: 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.

IMPACTO DE LAS ASOCIACIONES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO EN LOS RESULTADOS ECONÓMICOS DE PDVSA

Las antiguas asociaciones de la FPO han tenido gran impacto 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. Es por ello, que durante el lapso comprendido entre los años 2002-2005, 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.

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 2008, muestran un mayor beneficio para la Nación de 8.166 millones de dólares, producto de aportes superiores en cuanto a regalías, ISLR, contribución antidrogas y contribución especial sobre precios extraordinarios principalmente. Además, se aplica a estas empresas mixtas para aportes al Fondo de Desarrollo Social (FONDEN) el 1% de la utilidad neta del año anterior el cual es administrado por la CVP.

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 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.

e. Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR)

Dentro del marco legal vigente y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, el MENPET

asignó a 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 de aproximadamente, 55.000 Km², con arenas hidrocarburíferas que superficialmente se extienden en unos 12.000 Km². Contiene acumulaciones de crudo pesado y extrapesado con una gravedad promedio de 8,6° API.

Para diciembre de 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, Venezuela 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.

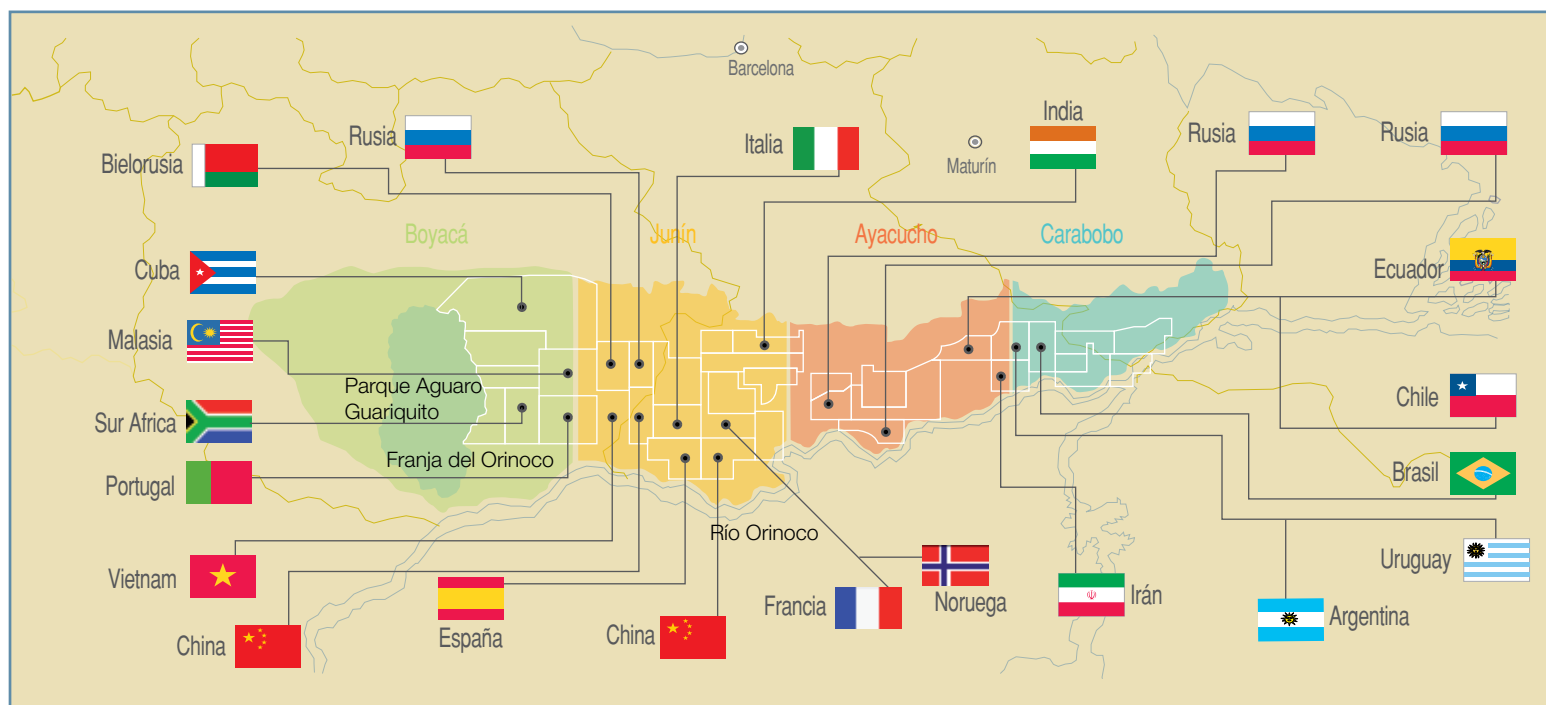
La FPO posee un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.360 MMBbls; sus reservas recuperables estimadas basadas en un factor de recobro total de 20%, están en el orden de 272 MMBbls, de los cuales se tenían oficializados 37 MMBbls en el año 2005, quedando por oficializar 235 MMBbls, meta en la cual se 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 de Carabobo; en el año 2007 las reservas incorporadas estuvieron por el orden de 12,4 MMBbls en la misma área y, en el año 2008 se han oficializado ante el MENPET un total de 74,1 MMBbls en las áreas de Junín, Boyacá y Ayacucho, lo que ha permitido elevar las reservas oficiales a 94,1 MMBbls.

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 30 bloques (excluyendo el área asignada a las empresas Petrocedeño, S.A., Petropiar, S.A., Petromonagas, S.A., Petrozuata, C.A. y Petrolera Sinovensa, S.A.), de los cuales 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, tal como se muestra en la figura siguiente. El resto de los bloques se cuantificará con esfuerzo propio de PDVSA.

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO





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

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

PAÍSES Y EMPRESAS QUE CONFORMAN EL POMR

Área	País	Empresa
Boyacá	Cuba	Cupet (1)
	Malasia	Petronas (2)
	Portugal	Galp Energía (3)
	Sur África	Petrosa (4)
Junín	Bielorusia	Belorusneft (5)
	Vietnam	PVN (6)
	Rusia	Lukoil (7)
	China	CNPC (8)
	España	REPSOL (9)
	China	SINOPEC (10)
	India	ONGC (11)
	Italia	Eni (12)
	Francia	TOTAL (13)
	Noruega	Statoilhydro (14)
Ayacucho	Rusia	Gazprom (15)
	Rusia	Tnk-Bp (16)
	Ecuador	Petroecuador (17)
	Chile	ENAP (18)
	Argentina	ANCAP (19)
	Uruguay	Enarsa (20)
Carabobo	Irán	Petropars (21)
	Brasil	PETROBRAS (22)

De las empresas que se muestran en el cuadro anterior, durante el año 2008 se sumaron al desarrollo del proyecto las siguientes: Petrosa de Sudáfrica, la cual realizará actividad en el área Boyacá 4, ENI de Italia con el área de Junín 5, Total y Statoilhydro de Noruega y Francia, respectivamente, en el área de Junín 10.

Plan de Perforación y Sísmica del Proyecto

La perforación de pozos es una de las actividades más importantes que se ejecutara en el desarrollo de la Fase II del proyecto y la que más actividad operacional involucra. Los objetivos de la perforación de pozos para adquirir información son:

- Maximizar POES. Perforar pozos en áreas donde sobre las nuevas estimaciones de POES impacten favorablemente.
- Apoyar la caracterización geológica y tecnológica de las áreas y bloques a certificar.
- Demostrar continuidad y morfología de los sistemas de canales más importantes.

- Adquirir información que permita caracterizar los fluidos y estimar valores de movilidad y viscosidad imprescindibles en la selección adecuada de las tecnologías de desarrollo.

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 para la fecha en que inició el proyecto, se estimó una perforación total de 336 pozos estratigráficos; sin embargo, para honrar los compromisos de certificación, se ajustó la perforación de los pozos a un total de 189.

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 2008; expresándose en porcentaje el avance de las perforaciones:

PERFORACIÓN PLAN vs. REAL DICIEMBRE 2008				
Área	Pozos Planificados Total Proyecto	Pozos Planificados 2008	Pozos Perforados 2008	% Cumplimiento
CARABOBO	14	-	-	-
AYACUCHO	60	26	16	62
JUNÍN	77	38	21	55
BOYACÁ	38	23	13	57



Respecto a la información sísmica, en el año 2007 se iniciaron los trabajos donde se adquirieron 2.450 Km de sísmica 2D nuevas (99 líneas) y se reprocesó 910 Km (48 líneas) en el área Junín; mientras que en el área de Ayacucho se reprocesó 820 Km (42 líneas). Por otra parte, en 2008 se dio inicio a las estrategias para la adquisición de 930 Km de sísmica 2D a través de la empresa mixta Bielovenenezolana en el área de Boyacá; a partir del 11 de junio se inició la toma de información. El avance físico de la adquisición sísmica es el siguiente: topografía 100%, perforación 68% y, grabación 41%.

Proyecto Socialista Orinoco (PSO)

En concordancia con los lineamientos del Gobierno de Venezuela y el Plan Siembra Petrolera, CVP desarrolla el PSO, el cual está enmarcado en cuatro programas estratégicos para ser desarrollados en la FPO. Dichos programas abarcan los siguientes sectores:

- Productivo: involucra los sectores agrícola, industrial y petrolero.
- Servicios: contempla agua y saneamiento, sistema eléctrico, hábitat y vivienda; así como también el sector de transporte y comunicación.
- Social: corresponde a los sectores salud, educación y ambiente.
- Político: poder comunal.

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; así como también impulsa 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 destaca la gestión 2008 del PSO y sus logros más resaltantes, los cuales estuvieron orientados a cubrir necesidades básicas en el área de la FPO.

Se elaboró el plan maestro del PSO, el cual identificó que se deben fortalecer las poblaciones de San Fernando de Apure, Ciudad Bolívar, Soledad, Mapire, Santa María de Ipire, Santa Rita, Cabruta, Caicara y Temblador, entre otras, y se consolidó la estrategia de reordenamiento territorial de la FPO. Se generaron los lineamientos para la ocupación territorial de la FPO.

En el sector agroproductivo, se visualizaron proyectos relacionados con complejos integrales de ganadería, avicultura, producción forestal y textil. Junto a PDVSA Industrial se estableció un programa de empleo con los nuevos desarrollos industriales, una vez culminada la construcción de los proyectos petroleros.

En vialidad y transporte, se encuentra en etapa de contratación el proyecto del corredor de servicios entre San Fernando de Apure y Tucupita de, aproximadamente, 630 Km de longitud y 715 Mt de ancho; incluye una autopista de tres canales más hombrillo por sentido, línea eléctrica de 400 KW, gasoducto, oleoductos, poliductos, fibra óptica y vía férrea; así como los proyectos de rehabilitación mayor de carreteras de aproximadamente 1.250 Km. De igual forma, se encuentra en contratación una gerencia técnica que tendrá como objetivo principal asegurar la calidad de los productos que se entregarán, entregar generados por los proyectos de rehabilitación.

En suministro eléctrico, se desarrolló el plan estratégico para el suministro de energía eléctrica para la FPO el cual contempla: el arranque temprano, autosuficiencia energética para los desarrollos (autogeneración a gas y respaldo del sector hídrico), generación térmica a largo plazo por el orden de los 5.000 MW y un sistema de transmisión que se interconectará con el sistema eléctrico nacional. Se realizaron las contrataciones de los servicios profesionales para los estudios de expansión del sistema eléctrico de generación y transmisión de la FPO y la distribución eléctrica, los servicios profesionales para el análisis del sistema presente e ingeniería básica de proyectos de mejoramiento del servicio eléctrico en municipios del PSO.

En agua y saneamiento, se suscribió un convenio con la Hidrológica Venezolana C.A. (Hidroven) para la elaboración de la conceptualización de cuatro acueductos mayores ubicados en las áreas de Ayacucho, Junín, Boyacá y Carabobo. Se determinó que el consumo actual de agua es de 1.700 Lts/Seg, el cual se incrementará a 7.400 Lts/Seg en el año 2021 a través del plan de agua del PSO, para cubrir las necesidades del sector industrial, petrolero y de la población. Esta demanda será satisfecha con la construcción de la infraestructura del servicio de agua para la captación, aducción, tratamiento, almacenamiento y distribución de agua. Se está elaborando un estudio de las condiciones actuales de las aguas servidas en la FPO y la afectación al medio ambiente. Con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB), se elaborará un plan de trabajo para rescatar la infraestructura existente y construir la canalización de las aguas servidas y las plantas de tratamiento que permitirán la disposición a los cuerpos de agua.

En vivienda y hábitat, se elaboraron los estudios previos para la formulación del Plan de Ordenamien-

to Territorial de la FPO enmarcado en el convenio suscrito entre la Fundación Escuela de Gerencia Social y CVP. Se contratarán los servicios profesionales para la elaboración del inventario catastral de 17 centros poblados de la FPO. Se establecieron alianzas estratégicas con el Ministerio del Poder Popular para la Vivienda y Hábitat para la construcción de 7.000 viviendas. Se elaboraron los términos de referencia para la contratación de los planes urbanos de las ciudades de la FPO. Igualmente se visualizaron proyectos de construcción de viviendas para cubrir el déficit habitacional existente y la demanda de alojamiento producto de la actividad petrolera en la zona.

En salud y educación, se visualizaron proyectos para la construcción de cuatro hospitales, y se conformó un comité que estudia la incorporación masiva de recurso humano proveniente de la Misión Ribas Técnica en los programas de la FPO, para impulsar el desarrollo armónico y autosustentable de la zona, fortalecer las formas de asociación comunitarias y permitir la inclusión laboral de los trabajadores desempleados, después de la fase de construcción mediante un proceso de reconversión laboral con

la finalidad de integrarlos en las empresas de suministro de bienes y servicios a los complejos de mejoradores y en los proyectos PSO. Se determinó la demanda de fuerza laboral por disciplina en los proyectos petroleros de la FPO. Se elaboraron los términos de referencia para la construcción de un centro de formación en Temblador y se encuentra en conceptualización la Universidad de los Hidrocarburos en conjunto con INTEVEP.

Entre las acciones inmediatas, se han firmado 90 convenios con distintas instancias del Gobierno Nacional, Regional y principalmente con los Consejos Comunales, los cuales se encuentran asociados a 396 proyectos, orientados a cubrir necesidades básicas en el área de la FPO relacionados con las líneas estratégicas: educación, salud, infraestructura de servicios (hábitat y vivienda, vialidad y transporte, agua y saneamiento y suministro eléctrico). Estos proyectos han generado más de 20.000 empleos y beneficiado a más de 180.000 personas al sur de los estados Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro, Sucre, Bolívar y Guárico. Además, ha cumplido con el Fortalecimiento del Poder Comunal y se están atendiendo, directamente, tareas de acom-



pañamiento técnico y capacitación a más de 162 Consejos Comunales y 21 comunas en proceso de conformación.

Entre los más resaltantes se tiene la ejecución de 48 proyectos (23 Fondos Integrales, 3 de Algodón, 4 de Ganadería, 10 de Dotación de Maquinaria Agrícola, 3 de Leguminosas y 5 de Aves); ejecución del proyecto de ganadería de doble propósito en la comunidad de Uverito y el proyecto de Fondos Integrales en Chaguaramas, en los cuales se adquirieron cabezas de ganado vacuno y bovino, dotación de maquinarias y equipos agrícolas. Asimismo, se rehabilitaron y acondicionaron más de 40 Centros de Salud y, en educación, más de 60 Centros Educativos. Dotación de 460 tanques familiares de 1.500 Lts. instalados para una capacidad total de almacenamiento de 696.000 Lts. puesta en operación 18 redes de distribución de agua potable instalados, construcción de 4 Centros de Telecomunicaciones Comunitarias (TELECOM).

En el Distrito Social Delta, se reactivó el rubro cacao como actividad generadora del desarrollo endógeno local, lo que permitió la rehabilitación de fincas y un incremento del empleo productivo en los municipios Antonio Díaz, Tucupita y Casacoima del estado Delta Amacuro, generando 200 empleos y beneficiando a 300 personas. Se conformó y capacitó a la asociación cooperativa, encargada de operar el sistema de transporte, seguro, confiable y de bajo costo, beneficiando a personas de bajos recursos, con el diseño de la ruta de operación del sistema que cubre los municipios. Fueron elaboradas las propuestas conceptuales de las obras de infraestructura que se desarrollaran. Se realizaron tareas de formación y capacitación técnica a los productores bufalinos y se mejoraron las infraestructuras para el manejo de los rebaños con el fin de aumentar su producción láctea.



En resumen, todos estos programas y proyectos en el área de la FPO, tanto de infraestructura de servicios (electricidad, agua, vialidad, vivienda), como las relacionadas con educación, salud, ambiente, producción alimentaria, han contribuido con la distribución justa y equitativa de la renta petrolera en beneficio del desarrollo integral del país, con la finalidad de mejorar la calidad de vida de los venezolanos; así como también para contribuir con la erradicación de la pobreza en la FPO.

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 del Gas Natural (LGN) los cuales, posteriormente son fraccionados, obteniéndose etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural. Por otra parte, la mezcla de butano-propano, conforman el denominado Gas Licuado de Petróleo (GLP), el cual es utilizado como combustible, principalmente en el sector doméstico. Su comercialización se realiza mediante recipientes de acero, comúnmente denominados bombonas.

El gas natural es el combustible fósil menos dañino al ambiente, razón por la cual lo denominan el **fósil 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 energé-

tico o materia prima utilizado para manufacturar o procesar alimentos, papel, materiales no metálicos, plásticos, textiles, químicos, vidrios, metales y fertilizantes. Asimismo, ha sido el sustituto de otras energías fósiles en la generación de electricidad.

- En el sector automotor, como sustituto de la gasolina, el gas natural es utilizado en las nuevas tecnologías automotrices, porque genera menos elementos contaminantes al ambiente.

La producción de gas natural, en 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 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 periodo Conservación: desde 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 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 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 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 contempla la adquisición de 60% de la actividad de suministro de GLP del país, dando origen a la filial PDVSA Gas Comunal. 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 y diversas empresas mixtas de CVP; 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 la distribución de gas metano y GLP a los sectores doméstico y comercial.

Producción de Gas Natural

La producción de gas natural en Venezuela, se ubicó en 6.904 MMPCD, de los cuales 5.859 MMPCD (85%) los produjo PDVSA Petróleo y PDVSA Gas, 700 MMPCD (10%) las empresas mixtas de CVP y 345 MMPCD (5%) las Licencias de Gas⁷ que maneja directamente el MENPET.

A partir del año 2008, Venezuela comenzó a recibir gas metano procedente de Colombia a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte para un promedio, en el año 2008, de 147 MMPCD; por lo tanto, la disponibilidad total de gas natural se ubicó en 7.051 MMPCD.

Del total del volumen de gas disponible, 74% (5.181 MMPCD) fue consumido por la industria petrolera y 26% (1.870 MMPCD) fueron dirigidos al mercado interno para cubrir los requerimientos de los sectores doméstico, comercial e industrial y, dentro de éste último a los sectores: siderúrgico, petroquímico, aluminio, cemento, eléctrico, doméstico, comercial y, vehicular.

La distribución del gas utilizado en la industria petrolera de (5.181 MMPCD) fue la siguiente: 60% (3.081 MMPCD) fueron reinyectados a los yacimientos con fines de recuperación secundaria de crudo y, 40% (2.100 MMPCD) restante se utilizó como combustible en las actividades de transporte de crudo, plantas de inyección de gas, generación de electricidad, procesamiento del gas, consumo en las refinerías y en los mejoradores de crudo, en la producción de LGN, entre otros.

Producción y Venta de Líquidos del Gas Natural

En lo concerniente a las operaciones de procesamiento y extracción de LGN (incluyendo etano), para el año 2008, se alcanzó un volumen de 162 MBD.

Para el procesamiento y extracción de los Líquidos de Gas Natural, 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 135 MBD, 81 MBD (60%) se destinaron al mercado local y 54 MBD (40%) al mercado de exportación; el volumen restante de la producción de LGN es consumido por el sector petrolero. Es importante resaltar las ventas al sector petroquímico de 43 MBD, que constituyen 32% del total de las ventas; asimismo, se asignaron a los sectores doméstico y comercial 38 MBD de GLP, lo cual representa 28% de las ventas.

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.

7. Las Licencias de Gas son otorgadas por el MENPET a "...personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado, que deseen realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados...", en conformidad con lo establecido en el Artículo 24 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

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 de gas metano, que abarca 15 de las 24 entidades federales 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.

Proyectos

Desde agosto de 2008 se están transmitiendo a través de la Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO) un volumen de 43 MMPCD de gas, provenientes de La Vela y Cumarebo (estado Falcón), con la finalidad de completar la demanda de gas metano del Centro de Refinación Paraguaná.

Se inició la construcción de los Tramos Barbacoa-Puerto La Cruz, Provisor-Cumaná y Araya-Coche-Margarita, correspondientes al Sistema Nor Oriental de Gas (SINORGAS), alcanzando un total de 41,65 Km para 2008.

En lo que al Proyecto Gas Anaco (PGA) se refiere, se encuentran en construcción los Centros Operativos San Joaquín y Zapato Mata R; los Centros Operativos Santa Ana, Aguasay y Soto Mapiri están en fase de Ingeniería y Procura; el Centro Operativo Santa Rosa está en etapa de Contratación para la construcción. Se realizan las actividades de Ingeniería correspondientes al Proyecto Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA).

Con respecto al Proyecto Complejo Criogénico de Occidente (CCO), se ejecuta la ingeniería, procura y preparación del sitio para la instalación de la Planta Criogénica. Igualmente se trabaja en el diseño y construcción de redes de tubería en el Lago y Tierra.

En fase de Ingeniería, procura y tramitación de permisos el proyecto Jose 250.

En cuanto a los proyectos internacionales de gas del Plan Siembra Petrolera 2008-2013, éstos tienen como objetivo fundamental fortalecer la integración Latinoamericana y Caribeña. Representan una actividad clave en el ámbito geoenergético que permitirá en el corto y mediano plazo implementar una estrategia de desarrollo de infraestructura para el suministro de gas a las regiones que requieren este combustible y que servirá para apalancar y promover el desarrollo económico y social de esas regiones.

En el marco de la cooperación internacional con Colombia, se inició el suministro de gas a Venezuela por parte de las empresas CHEVRON y ECOPETROL, a través del gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, con volúmenes que oscilan entre 50 y 200 MMPCD, alcanzando un volumen promedio año de 147 MMPCD lo cual representa un aporte importante para cubrir las necesidades de los sectores: eléctrico, doméstico y petroquímico del occidente del país.

Finalmente, en lo que se refiere al Proyecto de Suministro de Gas Natural a las áreas del Caribe y Centroamérica, actualmente está en ejecución el estudio de suministro de gas natural a las áreas del Caribe y Centroamérica, dentro del marco de los objetivos de PETROCARIBE, con sus principios fundamentados en la integración de los recursos energéticos regionales.

PDVSA Gas Comunal

PDVSA, el 27 de noviembre de 2007 constituye PDVSA Gas Comunal, como una filial que se encarga de garantizar el servicio público de distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP), gas metano domiciliario y comercial en forma confiable y oportuna, vital fuente de energía para toda la población, en el período 2006-2016.

PDVSA Gas Comunal adquiere 51% de la actividad de distribución y comercialización del GLP mediante la compra de las dos empresas más grandes del sector privado de GLP: Vengas, S.A. y Tropigas, S.A.C.A. y, controlando el 49% restante mediante el pago de contratos de servicio a distribuidores privados, con lo cual la totalidad de la comercialización de GLP al mercado interno es manejada directa e indirectamente por PDVSA.

Con estas acciones se da por terminada la dependencia que, hasta el año 2007 se tenía con el sector privado, en la prestación de este servicio público estratégico para el Estado. Aunado a esto la nueva filial maneja 33% del sector comercial de gas metano domiciliario en el territorio nacional.

PDVSA Gas Comunal, S.A. actualmente ejecuta el Proyecto de Gasificación Nacional de Ciudades y Plantas de Llenado Comunitarias, enmarcado dentro del Plan Siembra Petrolera el cual tiene como objetivo abastecer todo el territorio nacional con gas metano directo y GLP.

El gas natural en Venezuela, además de los usos industriales a que se le destina en los sectores petroleros y no petroleros, se utiliza como combustible en el sector comercial y doméstico, cuyo consumo en 2008 alcanzó 12,5 MMPCD.



Actualmente, la red de gas doméstico de la Gran Caracas está formada por 2.300 Km de tuberías que integran los ramales de alimentación, 50 estaciones de distrito y 70.000 estaciones de regulación que suministran gas a mediana presión (60 LPC) al usuario final, con tuberías de diámetros entre 1 y 6 pulgadas que conforman la red de distribución.

El GLP es uno de los combustibles más importantes para los usuarios domésticos, comerciales y de pequeñas industrias, que lo reciben en tanques estacionarios y en cilindros. En Venezuela, 84% de los hogares consumen GLP, encontrándose las ventas del año 2008 de este hidrocarburo al mercado interno en 38 MBD, distribuidos a todo lo largo del territorio nacional con la ayuda de 83 plantas de llenado de cilindros, actividad que se fortalecerá con el Proyecto Gasificación Nacional de Ciudades y Plantas de Llenado Comunitarias de GLP, previsto a ejecutarse en el período 2006-2016.

El proyecto considera la construcción de redes urbanas y líneas internas en los hogares para el suministro de gas metano domiciliario y destinar la entrega de GLP para las áreas de difícil acceso y de poca densidad poblacional.

Un hito importante en este proyecto, en agosto de 2008, es la puesta en servicio de la Planta Comunitaria de Llenado de GLP Daniel Silva Pacheco, municipio Rojas, estado Barinas, en administración conjunta con la comunidad; planta de propiedad social que beneficia a 25.000 familias de los estados Barinas y Apure.

Actualmente se han incorporado al servicio de gas metano directo un total de 14.500 hogares, de los cuales 8.442 se conectaron en el año 2008, distribuidos entre los estados Carabobo, Anzoátegui, Lara, Falcón, Monagas y, el Distrito Capital.

La instalación de Plantas de Llenado de Cilindros contentivos de GLP, contempla todas las actividades asociadas a la ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha de siete Plantas Comunitarias de Llenado de Bombonas de GLP en los estados Apure, Barinas, Bolívar, Miranda y Yaracuy, para beneficiar a 300.000 familias, garantizando de esta forma el abastecimiento energético a lo largo del territorio venezolano, e incorporando a los consejos comunales en la operación y mantenimiento de las plantas, a través de la formación y capacitación de Empresas de Propiedad Social.

La distribución, suministro y venta de cilindros contentivos de GLP de 10 Kg conforman 70,5% del mercado, como patrón nacional registrado a la fecha, lo cual indica la fortaleza de la distribución al sector doméstico, el histórico muestra el crecimiento interanual de suministro de GLP con repunte de 5% en el año 2008, para un total de 13% de crecimiento durante el período 2004-2008, representando el énfasis e interés social del Estado en favorecer a los hogares e incrementar su calidad de vida.

En la región capital el suministro de gas doméstico es responsabilidad de PDVSA Gas Comunal, atendiendo a 250.000 hogares, y en las regiones de oriente y occidente se alcanza el abastecimiento de 504.944 hogares, bajo la responsabilidad del sector privado, en conjunto con empresas municipales.

PDVSA Gas Comunal, S.A. hace relevante el desarrollo social de las comunidades, por lo tanto, las ha integrado a la cadena productiva de esta filial de PDVSA haciendo realidad, a la fecha, la instalación de 1.712 estantes comunales, los cuales facilitan y aseguran la distribución de cilindros contentivos de GLP; los cuales se encuentran repartidos a lo largo del territorio nacional, transfiriendo de esta forma la distribución final a la población.



Es de resaltar que como parte de la política de atención integral a los usuarios, se incorporó un número 0800-BOMBONA.

3. Refinación

La estrategia aguas abajo de PDVSA está orientada hacia la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación en 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 también adecuar sus instalaciones, para cumplir con las mejoras de

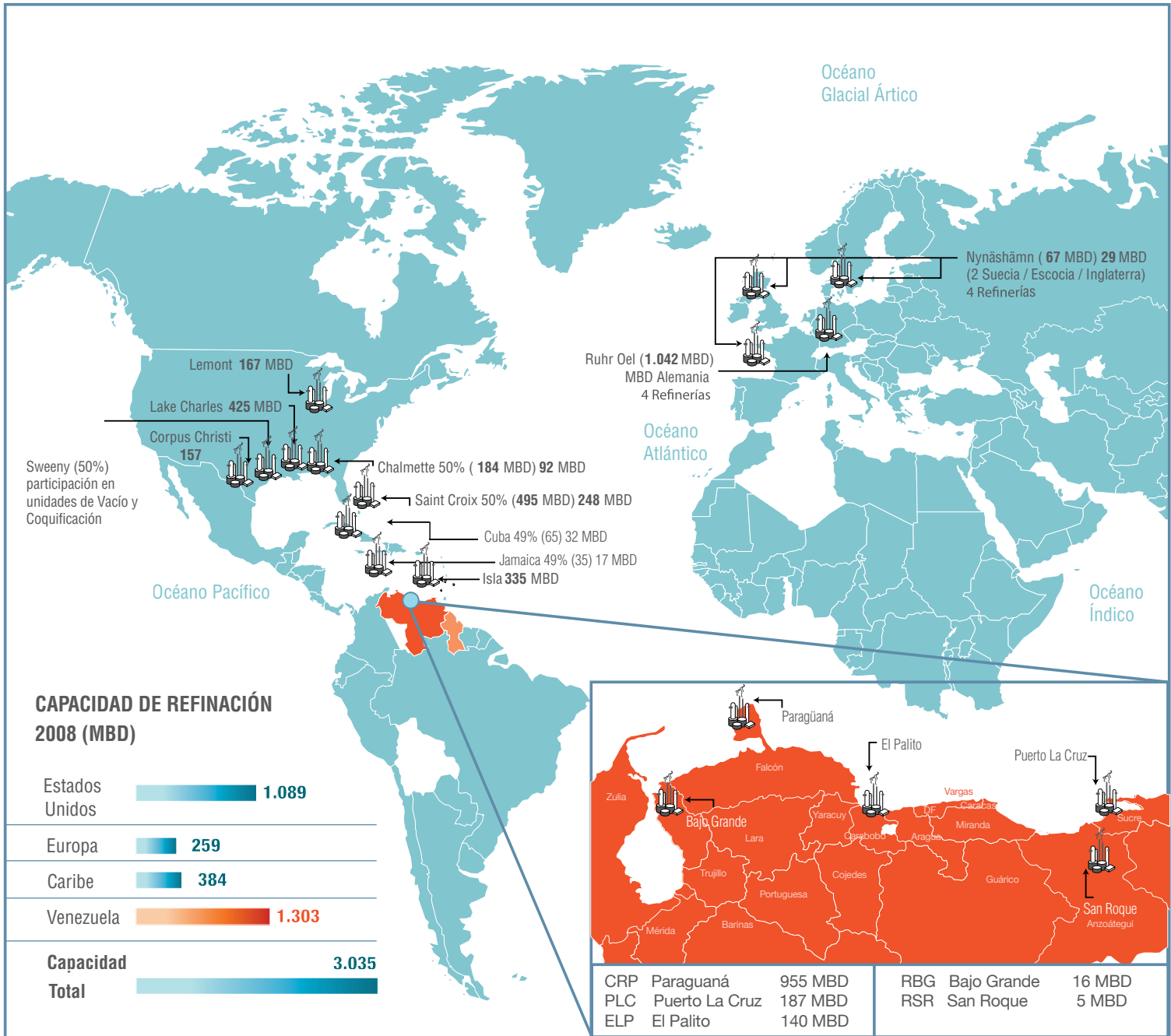
calidad de combustibles a nivel mundial. Un ejemplo es el aumento de la capacidad de conversión profunda de sus refinerías en Venezuela, lo cual le ha permitido mejorar el rendimiento de productos de alto valor y, en consecuencia, fortalecer su portafolio de productos de exportación.

a. Capacidad de Refinación

PDVSA realiza actividades de refinación en Venezuela, 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 2008.

El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2008.

SISTEMA DE REFINACIÓN DE PDVSA



CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE PDVSA

AL 31 de diciembre de 2008

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	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
Total Venezuela			1.303	1.303
Caribe				
Isla (1)	PDVSA	100	335	335
Camilo Cienfuegos (2)	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	Challmette (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
Göteborg, 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
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 (P.C.J)

(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: Se ajustaron las Capacidades de Refinación, de acuerdo a los Informes Técnicos obtenidos a nivel nacional e internacional.

b. Refinación Nacional

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional fue de 1.207 MBD, incluyendo Refinería Isla con 197 MBD. Adicionalmente se procesaron 122 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de crudos e insumos procesados, se obtuvieron 1.329 MBD de productos, de los cuales 403 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 420 MBD jet y destilados, 293 MBD residuales, 15 MBD asfaltos, 8 MBD lubricantes y, 192 MBD otros productos, entre los que se incluyen GLP, consumo propio y especialidades. El procesamiento de crudo en el sistema de Refinación Nacional (Incluyendo Isla), generó una ganancia volumétrica de 2 MBD. Estos volúmenes han permitido abastecer el mercado nacional; así como también exportar 648 MBD.

El margen bruto de refinación durante el año 2008 fue de 1,69 US\$/BI de crudo, más insumos procesados y el costo de procesamiento del sistema de refinación, excluyendo depreciación y consumo propio. Para el mismo período, fue de 3,38 US\$/BI de crudo más insumos procesados.

El negocio de Refinación Nacional de PDVSA cuenta con seis refinerías, ubicadas en diferentes regiones del país. Tienen una capacidad de Refinación de 1.303 MBD y se detallan a continuación:

Centro de Refinación Paraguaná (CRP)

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

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

Para cumplir con estos objetivos, se encuentran en progreso los siguientes proyectos: expansión de la unidad de desintegración catalítica de Cardón, ampliación e instalación de nuevas unidades de coquificación retardada y el desarrollo del Polo Petroquímico de Paraguaná, apalancando el desarrollo endógeno nacional.

Refinería de 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 de San Roque, con una capacidad de 5 MBD.

Procesa crudo liviano y pesado. Los productos obtenidos se suministran al mercado doméstico y la producción excedente de jet, diesel y residual se destina al mercado de exportación. En el año 2004 se inició el proyecto de adecuación de calidades de diesel, contribuyendo en la producción de este tipo de productos de acuerdo con las especificaciones del mercado europeo. La Refinería de San Roque procesa crudo parafinoso liviano, obteniendo parafina y, el residual es enviado a la Refinería de PLC.

Actualmente se está orientando la Refinería hacia el procesamiento de crudo pesado y extrapesado, a través de la ejecución del proyecto de conversión profunda el cual está constituido por la remodela-



ción de las unidades de destilación, construcción de una unidad de vacío, una unidad de conversión profunda (HDHPLUS® con tecnología venezolana), una unidad de hidroprocesamiento secuencial (SHP), unidades auxiliares, servicios, interconexiones y tanques.

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 y, el excedente de jet y residual se destina a la exportación.

Adicionalmente, se contempla la ejecución de un Proyecto de Expansión y Adecuación para el procesamiento de crudo pesado y la obtención de productos livianos de alto valor económico, que cumplan con las especificaciones de calidad del mercado internacional. Este proyecto incluye la instalación de una Planta de Hidrotratamiento de Naftas y una de Reformación Catalítica (CCR), una Planta de Hidro-

tratamiento de Diesel, una Planta de Hidrotratamiento de VGO y una Planta de Conversión Profunda (Coquificación Retardada).

c. Refinación Internacional

PDVSA, a través de sus Negocios Internacionales (excluyendo Refinería Isla e incluyendo participación en las Refinerías Camilo Cienfuegos-Cuba y Petrojam-Jamaica), logró procesar un volumen total de crudo al 31 de diciembre de 2008 de 1.234 MBD (498 MBD suministrados por PDVSA), 75 MBD por debajo del volumen procesado para el mismo período de 2007 el cual fue de 1.308 MBD debido, principalmente, a la venta de las Refinerías Paulsboro y Savannah y la disminución de envío de crudo mejorado a la Refinería Chalmette. Adicionalmente se procesaron 145 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

El volumen de productos obtenidos al 31 de diciembre de 2008 fue de 1.379 MBD de los cuales 503 MBD corresponden a gasolinas y naftas; 476 MBD jet y destilados; 54 MBD residuales; 48 MBD asfaltos; 6 MBD lubricantes; 109 MBD petroquímicos y, 219 MBD otros productos, entre los que se incluyen GLP, consumo propio y, especialidades. El procesamiento del crudo en el sistema de Refinación Internacional, generó una ganancia volumétrica de 36 MBD.

Norteamérica

CITGO Petroleum Corporation

A través de CITGO, PDVSA produce combustibles livianos y bases petroquímicas, principalmente a través de las Refinerías Lake Charles, en Louisiana; Corpus Christi, en Texas; y Lemont, en Illinois.

CITGO está comprometida en el refinamiento, mercadeo y transporte de productos como gasolina, diesel, petroquímicos, lubricantes y ceras refinadas.

La capacidad de refinación de crudo es de 749 MBD, procesó 650 MBD en 2008, de los cuales 259 MBD fueron de crudo venezolano.

Los clientes de transporte de combustible de CITGO incluyen mercados al mayor de marcas reconocidas, estaciones de servicios y aerolíneas, localizadas, principalmente, en el este de las Montañas Rocosas. CITGO comercializa lubricantes a vendedores independientes, mercadeo al mayor y clientes industriales. Asimismo, vende insumos petroquímicos y productos industriales a fabricantes y a compañías industriales a lo largo de los Estados Unidos, vende el coque de petróleo, principalmente en los mercados internacionales, mercadea gasolina a través de acuerdos con vendedores independientes y, no opera ni posee estaciones abanderadas propias.

Por otra parte, CITGO se mantiene como uno de los diez más grandes distribuidores de gasolina en los Estados Unidos, atendiendo alrededor de 7.500 negocios independientes y operando las estaciones de servicios las cuales suplen, aproximadamente, 4,5% de la gasolina consumida en ese país.

Durante el primer trimestre del año 2008, CITGO culminó las operaciones de refinación y mercadeo de asfalto, con la venta de los activos fijos y del inventario de las refinerías de asfalto ubicadas en Paulsboro, New Jersey; y Savannah, Georgia, con lo cual se produjo una disminución en el nivel de procesamiento respecto al año anterior impactando, principalmente, en la producción de asfalto; en tanto que la producción de gasolinas y destilados se mantuvieron, aproximadamente, en el mismo nivel del año 2007.

Los resultados de seguridad de 2008 constituyeron el mejor récord en la historia de CITGO, a pesar de las paradas mayores, los proyectos de capital y

los huracanes en la costa del Golfo de México. Las tres refinerías de CITGO recibieron siete premios de seguridad de la NPRA (Asociación Nacional de Petroquímica, por sus siglas en inglés), basados en los resultados de 2007. La unidad de negocios de terminales y tuberías recibió el premio de Excelencia en Seguridad, otorgado por la Asociación Internacional de Terminales Líquidos y dos premios del American Petroleum Institute (API).

En 2008, CITGO logró su segundo año con los mejores resultados ambientales en la historia. La corporación implementó con éxito el Plan de Continuidad del Negocio, el cual permite continuar con las operaciones en cualquier circunstancia y/o prácticas de emergencia.

CITGO continuó durante el año 2008 ejecutando proyectos de desarrollo social en comunidades de los Estados Unidos, en línea con los principios de solidaridad que signan la gestión de PDVSA y que contribuyen a la calidad de vida de las personas que se encuentran en situación de mayor fragilidad social, sin importar su origen o ubicación geográfica. A continuación se presenta un resumen de los aspectos más relevantes de los Proyectos de Desarrollo Social que adelanta CITGO.

Programa Venezuela-CITGO de Combustible para Calefacción 2008-2009

Es el programa social bandera de CITGO en los Estados Unidos y reitera el compromiso de solidaridad del Gobierno de Venezuela con los pueblos. A la fecha, este programa ha brindado ayuda a más de 1,2 millones de personas en Estados Unidos. En 2008, el programa distribuyó combustible gratis a 200 mil hogares en 23 estados de los Estados Unidos, incluyendo a más de 220 comunidades indígenas y cooperativas de viviendas para personas de bajos recursos en la ciudad de Nueva York. Además,



los fondos de CITGO sirvieron para ofrecer asistencia de calefacción gratuita a más de 210 refugios para personas sin hogar en 14 estados de Estados Unidos. El invierno 2008-2009 marca el cuarto año consecutivo del Programa Venezuela-CITGO de Combustible para Calefacción. En este período el programa tendrá un alcance similar a la edición anterior, beneficiando, en 24 estados, a unas 220 mil familias de bajos ingresos, de las cuales 55 mil se encuentran en comunidades indígenas.

Programa Venezuela-CITGO de Bombillos Ahorradores de Energía

Esta iniciativa complementa el programa de combustible para calefacción, aunque no está restringido a una temporada determinada del año. Fue diseñado en alineación con la Misión Revolución Energética que actualmente se lleva a cabo en Venezuela. El 15 de julio de 2008, CITGO lanzó esta iniciativa con un programa piloto para la distribución de 460.000 bombillos a 23.000 familias de bajos ingresos en 12 ciudades de los Estados Unidos. Durante la vida útil de los bombillos, el programa permitirá a sus usuarios lograr un ahorro energético de 165 MMKW, que equivalen a unos 15 millones de dólares. Adicionalmente, representa la eliminación potencial de una cantidad de CO2 al ambiente, semejante al volumen que expedirían 22 mil vehículos automotores.

Al cierre de diciembre de 2008, la distribución de los bombillos a los aliados estratégicos locales alcanzó 73% del total planeado, con las ciudades donde CITGO tiene presencia de refinerías 100% en Lake Charles, LA, 100% en Corpus Christi, TX, y 100% en Lemont, IL, lo cual destaca las buenas relaciones con las instituciones de esas comunidades.

Proyectos Sociales en el Bronx, Nueva York

Estos programas también ponen de manifiesto los

principios de cooperación, solidaridad y complementariedad del Gobierno de Venezuela con las comunidades más pobres de Nueva York y responde a una promesa de apoyo ofrecida por el Presidente de Venezuela en el año 2005. Los proyectos sociales y de desarrollo ambiental en el Bronx han estado progresando con excelentes resultados, los informes de avance semestrales han mostrado importantes resultados, los cuales destacan la amplia repercusión de las actividades dentro de la comunidad del Bronx.

A la fecha, unas 5.000 personas, pertenecientes a familias de bajos ingresos, se han beneficiado directamente del programa, como resultado de los fondos entregados a unas 25 organizaciones sociales y ambientales, las cuales se han enfocado fundamentalmente en áreas como: formación y desarrollo de cooperativas; gerencia, educación ambiental, cívica y cultural; planificación financiera y de capacitación; nutrición y asuntos de la mujer. En cuanto al tema ambiental, CITGO desarrolló e implementó tres programas de conservación que promueven la preservación del Río Bronx, cubriendo actividades de investigación, arborización, concientización y, participación de la comunidad en labores de saneamiento y evaluación de la calidad del agua del Río Bronx.

Proyecto Café Venezuela-CITGO

El proyecto impacta directamente en la calidad de vida de más de 8 mil pequeños y medianos caficultores y sus familias en Venezuela, al mismo tiempo que fortalece el desarrollo agrícola nacional en el marco del Plan Soberanía Alimentaria. Los caficultores reciben asistencia técnica integral para el mejoramiento y expansión de sus cultivos; así como también apoyo financiero para ampliar su capacidad de producción. Adicionalmente, el proyecto contribuye a incrementar las exportaciones de productos venezolanos no petroleros, aprovechando

el músculo comercial de CITGO y su red de más de 7.000 estaciones de servicio en los Estados Unidos. Dicho programa de comercialización de Café Venezuela fortalece la imagen de Venezuela, ofreciendo un producto de reconocida calidad y de tradición de exportación. Además, apoya la estrategia de mercadeo CITGO dirigida a la población hispana en los Estados Unidos.

Programa de Diversificación de Proveedores

En línea con las directrices de nuestro Accionista, el nuevo modelo de contratación de CITGO hace énfasis en la diversificación de proveedores de bienes y servicios; así como en la inclusión social, privilegiando la contratación de empresas de grupos minoritarios, entre ellos cooperativas y compañías lideradas por mujeres. Esta iniciativa promueve un cambio en el enfoque cultural de contratación de bienes y servicios de CITGO.

Fundación Simón Bolívar

La Fundación Simón Bolívar fue creada en 2006, con el objetivo de atender pacientes venezolanos de bajos recursos, en hospitales de la ciudad de Houston y otras partes del mundo, según la complejidad de cada caso médico. Este programa ofrece apoyo estratégico a los esfuerzos de atención médica que adelanta PDVSA, asociados al tratamiento de pacientes con cáncer, pérdida de audición, trasplantes hepáticos y de médula ósea, entre otros.

Chalmette Refining LLC (CRLLC)

A través de la Refinería Chalmette, una empresa mixta de participaciones iguales entre PDVSA y ExxonMobil, PDVSA tiene una participación en capacidad de refinación de 92 MBD en la refinería localizada en Louisiana. La Refinería Chalmette, tiene capacidad para procesar crudo extrapesado mejorado producido por la empresa mixta Petromonagas. PDVSA (a través de PDV Chalmette) tiene

la opción de comprar hasta 50% de los productos refinados producidos en la Refinería Chalmette.

Durante el año 2008 se procesaron 154,6 MBD de crudo, disminuyendo el volumen respecto al año anterior fue de 177,3 MBD de los cuales 38 MBD fueron de crudo venezolano. Varios eventos relevantes surgen en Chalmette que afectan el nivel de procesamiento de crudo: el agravamiento progresivo del problema de manejo de coque (coque caliente), lo cual ocasionó la reducción del procesamiento del crudo mejorado Cerro Negro de 90 MBD a menos de 30 MBD puntualmente y las paradas no programadas en las unidades de Destilación N° 1, FCC y Alquilación. Además el impacto por el huracán Gustav y los problemas en suministro de hidrógeno por parte de terceros.

Durante los últimos años, las principales inversiones realizadas fueron con el propósito de poner al día la refinería para cumplir con las especificaciones de calidad de productos y regulaciones ambientales actuales. En el año 2008 se completó el proyecto de diesel ultra bajo azufre. Para el primer semestre de 2009 se esperan completar los proyectos de reducción de NOx en la unidad FCC, el proyecto de quemadores de hornos bajo NOx y el proyecto de recobro de vapor en la unidad de recobro de azufre.

En paradas programadas se completaron con éxito durante 2008 las paradas planificadas en la Unidad de FCC y Alquilación, así como la parada de la Unidad de Destilación Atmosférica N° 1.

Merrey 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 Merrey de 16° API desde Venezuela, la duración del contrato es por 20 años y se vende a precio de mercado paridad Maya. Los ingresos de la empresa mixta Merrey 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.

Al cierre de 2008 el procesamiento de crudo pesado se ubicó en promedio en 161,5 MBD, lo cual es inferior al mismo período del año anterior donde se procesaron 171,1 MBD. Esta disminución se puede explicar debido, principalmente, a problemas en la unidad coker, problemas operacionales en la unidad de crudo ácido y, al impacto del huracán Ike lo cual conllevó a posponer la parada de planta programada para el año 2009.

Al igual que el año anterior, durante 2008 un aspecto destacado fue la ganancia por la venta de coque, la cual ha sido mayor a la presupuestada para el año debido a los altos precios de venta del coque en el mercado norteamericano.

HOVENSA, LLC

PDVSA V.I. posee 50% de las acciones en la Refinería Hovensa, ubicada en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos, en sociedad con Hess Corporation y tiene una capacidad de refinación de 495 MBD aproximadamente. PDVSA tiene contratos de suministro de crudo (Mesa/Merrey) a largo plazo con Hovensa. La refinería está estratégicamente ubicada para suplir 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 Avanzado (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 2008 se procesaron 442 MBD disminuyendo el volumen con respecto al año anterior de 453 MBD debido, principalmente, a limitación de carga por la parada de la Unidad Reductora de Viscosidad (Visbreaker), el impacto del huracán Omar durante el mes de octubre y las paradas programadas de la Unidad de Crudo N°3 y Unidad de vacío N°1 durante el mes de noviembre. En lo que respecta a las unidades más críticas de la refinería, tenemos que el FCC bajó su desempeño de 131 a 109 MBD debido a problemas operacionales asociados a limitaciones de gas combustible por cambio del rotor de la Turbina de Gas GT-6 durante agosto y septiembre; así como también a recurrentes fallas en el Enfriador de Gases de Chimenea.

La unidad del Coker durante 2008 tuvo un mejor desempeño respecto al año anterior (la carga promedio se ubicó en 53,6 MBD vs. 48,4 MBD). El procesamiento de crudo venezolano fue de 271 MBD, de los cuales corresponden 100 MBD de Merey, 152 MBD de Mesa y 18 MBD de Santa Bárbara y otros.

Durante el año 2008, Hovensa completó el Programa de Bajo Contenido de Azufre para cumplir con las nuevas regulaciones ambientales. Este programa incluyó una unidad para producir gasolina de bajo azufre, la cual fue completada durante el tercer trimestre de 2008, desarrollando una capacidad de proceso de 50 MBD de nafta proveniente de la unidad FCC, lo que representa cerca de 70% de la

Nafta producida por la refinería.

También en Proyectos Mayores de Inversión, durante el año 2008 fueron concluidos la segunda fase del Programa de Tratamiento de Aguas Residuales y el Proyecto de Expansión de la Turbina GT-13 con lo cual se concluyó, exitosamente, la ejecución de los proyectos mayores del Programa de Combustibles Limpios.

Operacionalmente durante el año 2008, se completaron con éxito paradas programadas en la Unidad de Recuperación de Azufre N° 1, en la unidad Visbreaker y en la Unidad de Hidrotratamiento N° 5, mientras que las paradas planificadas en la unidad Desulfuradora DD6 y Recuperación de Azufre SRU 3 se pospusieron para el próximo año, en el cual también se ejecutará la parada de mantenimiento en el Bloque FCC.

Caribe

PDV Cupet, 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; dicha empresa fue constituida por Comercial Cupet, S.A. (51%) y PDVSA Cuba, S.A. (49%). 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, aproximadamente, y se procesaron 56,16 MBD de crudo (de los cuales la participación de PDVSA durante el año 2008 fue de 27,5 MBD).

Los proyectos de Refinación en Cuba tienen como objetivos la creación de un Sistema de Refinación dentro de la iniciativa del ALBA con el desarrollo de la integración, cooperación y solidaridad entre Venezuela y Cuba, con el fin de asegurar el suministro de productos de calidad al mercado cubano, incluyendo el LGN y productos petroquímicos, además de diversificar la Matriz Energética Cubana mediante la transferencia de tecnologías de Refinación de PDVSA con las mejores prácticas internacionales.

En este sentido, al final de 2008 el proyecto de expansión y adecuación de la Refinería Cienfuegos se encuentra en la fase final de visualización con la empresa AXENS. Asimismo el proyecto para la reactivación del hidrofinador de diesel de esta refinería el cual se encuentra en desarrollo, se espera arranque de operaciones para agosto de 2009.

Petrojam Limited - Refinería Jamaica

En el marco de Petrocaribe el 14 agosto de 2006 se firma 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 la 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 la ampliación a 50 MBD, mediante una adaptación para conversión profunda. Actualmente los productos finales son: GLP, gasolina (sin plomo 87 y 90), jet A-1, diesel, HFO (2,2% y 3% S) y asfalto (60/70 pen, 85/100 pen, emulsión), siendo algunos de dichos productos exportados a países de la región caribeña.

Durante el año 2008 el procesamiento promedio de crudo de la Refinería de Jamaica se ubicó en 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% debido, principalmente, a que durante el mes de octubre la operación de la refinería se detuvo para regeneración de catalizador.

Dentro de los proyectos asociados a la expansión de la refinería que se encuentran en desarrollo se tienen: nueva caldera, coquificación retardada, reductora de viscosidad, expansión del reformador y, facilidades anexas.

Europa

Ruhr Oel GmbH

A través de Ruhr Oel GmbH (ROG), una empresa mixta propiedad 50% de PDVSA y 50% de Deutsche BP, se tiene una participación patrimonial en cuatro refinerías de Alemania (Gelsenkirchen, MiRO, PCK y Bayernoil), 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. PDVSA suministra a ROG 217 MBD de crudo distribuido en 194 MBD en compras a terceros y, 23 MBD de crudos 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 y produce, principalmente, olefinas, productos aromáticos, amoníaco, metanol y otros productos petroquímicos. El complejo petroquímico Gelsenkirchen tiene una capacidad de producción promedio de aproximadamente 3,5 millones de toneladas métricas de olefinas por año, productos aromáticos, metanol, amoníaco y otros productos petroquímicos.

Durante el año 2008 el procesamiento de crudo Maralago se ubicó en promedio en 23 MBD mientras que, prácticamente, no se realizó carga de crudo liviano PDVSA (sólo cerca de 1,6 MBD) con lo cual se ha comprado una mayor cantidad de crudo a terceros respecto al mismo período del año anterior (194,0 MBD vs. 186,3 MBD). La producción de gasolinas y destilados aumentó respecto a 2007 a pesar de los problemas en la refinería de Bayernoil y los bajos márgenes de refinación que hicieron necesaria la reducción de crudo; sin embargo, contribuyó positivamente que las paradas en la unidad FCC en la Refinería PCK y la unidad de Alquilación en la Refinería MiRO finalizarán a tiempo y que, tanto en MiRO como en Bayernoil el cambio a Gasolina E5 (Gasolina con 5% de Etanol), se completará exitosamente. Asimismo se efectuaron con éxito las paradas de mantenimiento en Gelsenkirchen y en Bayernoil.

Durante el año 2008, ROG continuó realizando nuevas inversiones en el área de seguridad, ambiente y en mantenimiento de las refinerías con la finalidad de cumplir las exigencias legales de la Comunidad Europea. La adecuación de la Refinería de Bayernoil o Proyecto ISAR ha sido terminada con éxito.

NYNAS AB

A través de Nynas AB, empresa mixta propiedad 50% de PDV Europa y, 50% de Neste Oil, se tiene una participación en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. Las refinerías de Nynas están diseñadas, especialmente, para procesar crudo pesado ácido. PDVSA también posee 25% de participación en una refinería en Eastham en Inglaterra, especializada en la producción de asfalto.

La Refinería 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, parafinicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos. PDVSA suministró a Nynas 28 MBD de crudo de los cuales 24 MBD son crudos venezolanos y, 4 MBD son compras a terceros.

Durante el año 2008 en el negocio de bitumen de Nynas los márgenes de ganancia fueron mayores que lo presupuestado debido a efectos de la fórmula de precios. Hubo una alta demanda de asfalto, por lo cual Nynas está incrementando su porción del mercado en Finlandia, Dinamarca y Noruega.

En el área de nafténicos los volúmenes de ventas incrementaron con respecto al año pasado pero los precios decrecieron en igual proporción, debido a los altos precios de VGO, que no se ha podido pasar al cliente. La demanda de lubricantes es alta en Europa y Asia, con lo cual se han encontrado nuevas oportunidades en aceites para cauchos y transformadores, incrementando capacidad por las mejoras de confiabilidad. Sin embargo, la crisis económica existente empezó a notarse claramente a finales de 2008 en cuanto a la demanda de lubricantes, particularmente en Estados Unidos.

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

BALANCE CONSOLIDADO DE REFINACIÓN NACIONAL E INTERNACIONAL (MBD)

	2008		2007		2006	
Capacidad Total de Refinación	4.275		4.287		4.287	
Participación de PDVSA en la Capacidad	3.035		3.098		3.098	
Alimentación a Refinación (1)						
Crudo - Suministrado por PDVSA						
Liviano	416	15%	446	16%	466	16%
Mediano	654	24%	858	31%	607	21%
Pesado	627	23%	478	17%	776	27%
Subtotal	1.697	63%	1.782	64%	1.849	64%
Crudo - Suministrado por Terceros						
Liviano	402	15%	387	14%	449	15%
Mediano	128	5%	116	4%	108	4%
Pesado	214	8%	236	8%	242	8%
Subtotal	744	27%	739	26%	798	28%
Otros Insumos						
Suministrados por PDVSA	125	5%	182	6%	164	6%
Suministrados por Terceros	142	5%	98	3%	88	3%
Subtotal	267	10%	280	10%	253	9%
Alimentación Total a Refinación						
Suministrado por PDVSA (2)	1,822	67%	1,964	70%	2,013	69%
Suministrado por Terceros	886	33%	837	30%	887	31%
Alimentación Total a Refinación	2.708	100%	2.801	100%	2.900	100%
Factor de Utilización (3)	80%		81%		85%	
Productos Obtenidos (4)						
Gasolinas / Naftas	906	33%	937	33%	960	33%
Destilados	896	33%	892	32%	985	34%
Residual de bajo Azufre	54	2%	75	3%	69	2%
Residual de alto Azufre	293	11%	274	10%	246	8%
Asfalto / Coque	63	2%	130	5%	132	5%
Lubricantes	14	1%	13	0%	18	1%
Petroquímicos	109	4%	107	4%	87	3%
Otros	411	15%	434	15%	449	15%
Total Producido	2.746	101%	2.862	102%	2.947	102%
Consumo, (ganancias)/pérdidas	(38)	(1%)	(61)	(2%)	(47)	(2%)
Total Producido	2.708	100%	2.801	100%	2.900	100%

(1) PDVSA aportó 69%, 70% y 69% de los requerimientos totales de crudo e insumos a las refinерías en las que posee participación para los años 2008, 2007 y 2006, 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.

Nuevos Proyectos de Refinación

El Plan Siembra Petrolera Refinación 2008-2021 contempla la construcción de nuevas refinerías en suelo venezolano y la adecuación de las plantas ya existentes, orientado a incrementar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extrapesados, mediante la implementación de los siguientes proyectos:

- **Nuevas Refinerías:** Batalla de Santa Inés (60 MBD para 2012, en evaluación posible expansión a 100 MBD para 2014) en el estado Barinas; Cabruta 400 MBD, en el estado Guárico, que será desarrollada en dos fases de 200 MBD cada uno; actualmente en proceso de reevaluación y en espera de un estudio de oportunidades del mercado de asfalto; asimismo se contempla una nueva refinería en el estado Zulia 200 MBD.
- **Adecuación de las plantas existentes:** Centro de Refinación Paraguaná (Amuay y Cardón), Refinería Puerto La Cruz y Refinería El Palito, lo cual modificará el patrón de refinación actual a fin de incrementar el procesamiento de crudos pesados y extrapesados venezolanos. Los proyectos en Refinerías PLC y ELP se encuentran en fase de ingeniería básica.
- **Cinco Mejoradores de Crudos Extrapesados de la FPO,** en trenes de 200 MBD cada uno.

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:** adecuación y expansión de refinerías en Jamaica 35 a 50 MBD y en Cuba Camilo Cienfuegos (65 a 150 MBD) y, Hermanos Díaz (22 a 50 MBD). Nuevas refinerías en Nicaragua (150 MBD), Dominica (10 MBD), Cuba Matanzas (150 MBD), y Haití (20 MBD).

- **En Latinoamérica:** construcción de nuevas refinerías en Brasil 200 MBD, Ecuador 300 MBD y Paraguay 35 MBD.
- **En Asia:** se contemplan nuevas refinerías en China (Gaolan Dao 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 Vietnam 200 MBD.

4. Comercio y Suministro

a. Exportaciones

La gestión de Comercio y Suministro se desarrolló durante el año 2008 en el contexto de un mercado mundial caracterizado por la 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.

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 nuestros 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.

Para el año 2008, las exportaciones a nivel nación de crudos y productos al mercado alcanzaron 2.897 MBD, lo que representa un incremento de 108 MBD con respecto al año 2007 de 2.789 MBD. De este total, las exportaciones de crudo fueron de 2.228 MBD y 669 MBD de productos refinados y líquidos del gas natural (LGN).

EXPORTACIÓN NACIÓN (MBD)					
	2008	2007	2006 (1)	2005	2004
Total (PETRÓLEO Y PRODUCTOS)	2.897	2.789	2.975	3.023	2.839
Empresas Filiales	2.876	2.496	2.615	2.612	2.527
PDVSA Petróleo	2.417	2.390	2.482	2.454	2.407
PDVSA Gas	52	67	74	56	49
CVP	375	-	-	-	-
Bitor	20	26	43	86	53
Commerchamp	12	13	16	16	18
Terceros en la Faja	21	293	360	411	312
Petróleo	2.228	2.116	2.210	2.206	2.135
Empresas Filiales	2.213	1.874	1.917	1.876	1.867
PDVSA Petróleo	1.892	1.874	1.917	1.876	1.814
Liviano	548	567	634	689	624
Mediano	320	290	255	248	298
Pesado y extrapesado	1.024	1.017	1.028	939	892
CVP Pesado y extrapesado	321	-	-	-	-
Bitor (2)	-	-	-	-	53
Terceros en la Faja	15	242	293	330	268
Productos (Refinados y Orimulsión®)	669	673	765	817	704
Empresas Filiales	663	622	698	736	660
PDVSA Petróleo	525	516	565	578	593
Gasolinas y naftas	69	80	95	87	103
Destilados	104	133	140	162	178
Combustible residual fuel oil	227	160	174	189	174
Asfalto	-	10	16	20	20
Kerosene /Turbocombustibles/Jet	64	59	58	60	61
Otros	61	74	82	60	57
PDVSA Gas	52	67	74	56	49
CVP	54	-	-	-	-
Bitor(2)	20	26	43	86	-
Orimulsión® (2)	-	-	25	86	-
Combustible residual fuel oil	20	26	18	-	-
Commerchamp (3)	12	13	16	16	18
Combustible residual fuel oil	3	4	8	8	11
Kerosen/Turbocombustibles/Jet	9	9	8	8	7
Terceros en la Faja (coque, azufre)	6	51	67	81	44

(1) Se incluyen exportaciones de 5,4 MBD y 13 MBD de Orimulsión® correspondientes a la alícuota de Bitor y Terceros en la empresa Sinovensa.

(2) Bitor para el año 2004 se incluía en crudos, a partir del año 2005 se incluyó en los productos.

(3) No se incluyen las ventas realizadas en Freeport (BORCO) ni las ventas a PDVSA Petróleo.



En cuanto a los destinos de las exportaciones totales de petróleo, en 2008 fueron de 2.228 MBD, de los cuales 1.340 MBD (60%) fue exportado a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix); 408 MBD (18%) al Caribe; 20 MBD (1%) a Centroamérica; 22 MBD (1%) a Suramérica; 146 MBD (7%) a Europa; 276 MBD (12%) a Asia; 8 MBD (0,5%) a África y 8 MBD (0,5%) de exportaciones de la FPO.

Del total de productos refinados y líquidos del gas natural generados en Venezuela, 669 MBD fueron

exportados; de éstos, 160 MBD (24%) se vendieron a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix); 141 MBD (21%) al Caribe; 20 MBD (3%) a Centroamérica; 76 MBD (11%) a Suramérica; 99 MBD (15%) a Europa; 146 MBD (22%) a Asia; 15 MBD (2%) a África y 12 MBD (2%) a localidades no registradas por tratarse, principalmente, de naves en tránsito.

A continuación se muestra la tabla de exportaciones por destino efectuada en los años 2008 y 2007 de petróleo y productos:

EXPORTACIONES POR DESTINO (MBD)

DESTINO	PETRÓLEO (3)		PRODUCTO		TOTAL	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Total (1)	2.228	2.116	669	673	2.897	2.789
Norteamérica	1.340	1.461	160	230	1.500	1.691
E.U.A. Continental	1.052	1.145	156	218	1.208	1.363
E.U.A. Saint Croix (2)	271	295	-	1	271	296
Canadá	17	21	2	8	19	29
México	-	-	2	3	2	3
Caribe Insular	408	316	141	169	549	485
Curazao	205	201	7	8	212	209
Caribe Insular 2	203	115	134	161	337	276
Aruba	49	20	-	1	49	21
Bahamas	-	1	91	90	91	91
Bonaire	-	2	-	-	-	2
Cuba	98	45	17	42	115	87
Haití	-	-	1	-	1	-
Jamaica	22	22	3	3	25	25
Martinica	2	-	-	-	2	-
Puerto Rico	-	-	1	7	1	7
República Dominicana	19	12	13	16	32	28
San Eustaquio	-	-	8	2	8	2
Santa Lucía	7	5	-	-	7	5
Trinidad	6	8	-	-	6	8
Centroamérica	20	16	20	17	40	33
Costa Rica	10	13	5	9	15	22
El Salvador	-	2	4	1	4	3
Guatemala	-	-	2	2	2	2
Honduras	-	-	1	3	1	3
Nicaragua	10	1	-	-	10	1
Panamá	-	-	8	2	8	2
Suramérica	22	24	76	50	98	74
Bolivia	-	-	1	2	1	2
Brasil	-	-	24	13	24	13
Chile	-	-	-	2	-	2
Colombia	-	-	2	1	2	1
Ecuador	-	-	49	30	49	30
Paraguay	-	-	-	1	-	1
Perú	5	1	-	1	5	2
Uruguay	17	23	-	-	17	23

EXPORTACIONES POR DESTINO (MBD)						
Europa	146	176	99	97	245	273
Alemania	31	27	-	-	31	27
Bélgica	14	15	3	-	17	15
Bulgaria	-	-	-	3	-	3
Croacia	-	-	-	2	-	2
España	21	41	25	20	46	61
Francia	-	2	12	11	12	13
Grecia	-	-	10	10	10	10
Holanda	19	27	24	10	43	37
Italia	14	16	16	18	30	34
Malta	-	-	-	-	-	-
Portugal	5	-	2	1	7	1
Reino Unido	21	26	5	20	26	46
Rumania	-	-	2	-	2	-
Suecia	-	20	-	-	-	20
Otros	21	2	-	2	21	4
Asia	276	112	146	87	422	199
China	101	85	36	10	137	95
India	134	22	-	-	134	22
Japón	-	5	-	-	-	5
Libano	-	-	-	-	-	-
Malasia	2	-	5	-	7	-
Singapur	39	-	87	52	126	52
Turquía	-	-	18	25	18	25
África	8	9	15	8	23	17
Angola	-	-	1	-	1	-
Costa de Marfil	3	9	1	-	4	9
Ghana	-	-	1	-	1	-
Marruecos	-	-	7	7	7	7
Nigeria	-	-	2	-	2	-
Suráfrica	5	-	-	-	5	-
Togo	-	-	2	-	2	-
Túnez	-	-	1	1	1	1
Otros (4)	8	2	12	15	20	17
Faja	8	2	-	2	8	4
Commerchamp	-	-	12	13	12	13

(1) Se incluye PDVSA Petróleo, CVP, BITOR, asociaciones de la Faja y LGN de PDVSA Gas.

(2) Las exportaciones a la isla estadounidense Saint Croix, se incluyen en Norteamérica y no en el Caribe.

(3) Petróleo: Incluye petróleo crudo y petróleo mejorado.

(4) Otros: En la FPO: Destinos no suministrados por socios de la Faja, Commerchamp: Ventas de combustibles a naves en tránsito, en aeropuertos y puertos internacionales del país.



La filial de PDVSA denominada COMMERCHAMP está dedicada a la venta de combustibles a las naves en tránsito, en puertos y aeropuertos internacionales del país; al 31 de diciembre de 2008 las exportaciones alcanzaron un volumen de 3 MBD de combustible residual para barcos y 9 MBD de combustible para motores a reacción de aeronaves totalizando 12 MBD. Para el primer trimestre del año 2008 se realizó la venta del terminal de almacenamiento Bahamas Oil Refining Company International Limited (BORCO).

En materia de comercialización internacional de productos al detal, y con el objetivo de cumplir con la visión geopolítica de Integración Latinoamericana, Commercit logró colocar en el mercado 2,6 millones de galones de lubricantes terminados, conjuntamente con las filiales internacionales PDV Ecuador, PDV

Brasil y PDV Guatemala; esta última apoya las actividades para el mercado de Guatemala, El Salvador y Belice.

Asimismo, se comercializaron 1,3 millones de galones de bases lubricantes para atender pequeños requerimientos en el mercado suramericano a través de PDV Ecuador.

La comercialización internacional deja en 2008 logros asociados a las diversas estrategias. En la tabla siguiente, se muestran las ventas de productos en las cuales, además de las exportaciones, se incluyen ventas desde la Refinería Isla en Curazao, operada por PDVSA y transacciones de compra-venta en el exterior, realizadas en pequeñas cantidades para satisfacer acuerdos internacionales.

VENTA DE PRODUCTOS A NUEVOS MERCADOS			
Expresados en MBD			
Destino	2008	2007	Variación
Caribe Insular	222	195	14%
Centroamérica	39	27	41%
Suramérica	122	82	49%
Asia	251	209	20%



En síntesis, la gestión internacional del comercio de PDVSA deja un satisfactorio balance de ventas a precios de mercado, con soporte a la unión latinoamericana, ampliación de mercados hacia el hemisferio oriental y, cumplimiento de todos los acuerdos internacionales.

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, conforme con los requisitos establecidos y alineados al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013.

VENTAS AL MERCADO LOCAL					
	2008	2007	2006	2005	2004
Líquidos (MBD)	580	564	548	506	485
Gas natural licuado (MBD)	81	82	83	78	69
Productos Refinados (MBD)	499	482	465	428	416
Gasolinas para automóviles	287	274	257	240	232
Gasóleos y destilados	148	137	133	121	115
Residual	34	41	45	40	42
Asfaltos	11	11	11	8	6
Kerosene y turbocombustibles	5	6	5	6	5
Otros (1)	6	6	7	7	7
Aceites, lubricantes y grasas	5	4	5	5	5
Naftas	2	2	1	1	2
Azufres y otros químicos	1	1	1	1	2
Gas natural (MBpe)	307	512	431	392	354
Total Líquidos y gas natural (MBpe)	887	1,076	979	898	839
Gas natural (MMPCD)	1.870	2.973	2.632	2.394	2.055
Gas natural (\$/MPC)	1,63	0,77	0,54	0,54	0,55
Líquidos (\$/BI)	8,39	7,29	7,07	6,97	7,44

(1) Otros: propileno, negro humo, solventes, parafinas, gasolina de aviación, gasolina blanca y coque.

Durante el año 2008 el consumo de gasolinas para automóviles aumentó en 13 MBD (4,7%) con respecto al año anterior. Este incremento se debe, principalmente, a la incorporación de aproximadamente 260.000 nuevos vehículos al parque automotor del país, vendidos durante el año 2008.

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 Comercialización y Distribución Venezuela, enmarcados en el Plan Siembra Petrolera, se encuentran:

Autogas - Gas Natural Vehicular (GNV)

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.

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 Empresas de Propiedad Social (EPS) y, la contratación de 183 centros de conversión, con el fin de convertir, aproximadamente, 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 se inició la construcción de 42 puntos y la ingeniería de 61 puntos, se concluyó la contratación de 130 puntos, los cuales ya están en proceso de movilización de equipos para el inicio; adicionalmente, está en proceso de adjudicación 70 puntos, para un total 304 puntos de expendio.

En cuanto a la reactivación de 141 puntos de expendio en estaciones de servicio, se han habilitado 126 puntos, se ha finalizado 100% la ingeniería de adecuación de los 14 restantes, los cuales iniciarán su adecuación a partir del segundo trimestre de 2009.

Para la conversión de vehículos, se cuenta con 58 centros de conversión contratados y operativos, y 125 están en proceso de arranque. Se adquirieron 5 camiones cava, los cuales están en proceso de adecuación con la finalidad de ser utilizados como talleres móviles, permitiendo incrementar la tasa de conversión en áreas lejanas a los centros de conversión.

El proyecto Autogas ha sostenido reuniones con 26 empresas importadoras y ensambladoras, donde se han presentado 90 modelos de vehículos y revisado las estructuras de costos relacionadas, para la adaptación en el uso individual de GNV y gasolina.

La Gaceta Oficial N° 38.967, en resolución conjunta de los Ministerios del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Industrias Ligeras y Comercio, Infraestructura, y Economía y Finanzas se regula el programa de GNV concerniente a vehículos ensamblados en Venezuela e importados; establece que las empresas importadoras, fabricantes y, ensambladoras deben garantizar que, en el año 2009 un mínimo de 30% de los vehículos automotores deben

ser convertidos al sistema dual, del total anual de su producción e importación que será ser comercializado en el territorio nacional. Asimismo, PDVSA asumirá todos los costos asociados a la conversión y mantenimiento de los vehículos duales (equipos, materiales y mano de obra) generados por ensambladoras y comercializadoras.

Proyecto Suministro Falcón- Zulia (SUFAZ)

El objetivo de este proyecto es disminuir el cabotaje entre el Centro de Refinación Paraguaná (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 (tubería de 24 pulgadas, válvulas de seccionamiento, equipos y materiales mecánicos, eléctricos y de instrumentación) 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; e instalación de la Plataforma de Telecomunicaciones, durante el período 2002-2010. El proyecto SUFAZ tiene un avance físico acumulado de 44% al 31 de diciembre de 2008 y corresponde a la ingeniería concluida, permisología obtenida y los materiales y equipos adquiridos.

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 a la Región Andina o 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. Asimismo, permitirá cubrir un volumen de exportación a Colombia de 2,5 MBD de gasolina y 1,2 MBD de diesel, según pronósticos del año 2010. Para llevar a cabo este proyecto se tiene previsto construir una nueva estación de bombeo en el área del Bloque M6 del Campo Tía Juana, estado Zulia y una subestación eléctrica que la alimente. También contempla efectuar el reemplazo de las bombas existentes en la Planta San Lorenzo ubicada, en San Lorenzo-San Timoteo, estado Zulia.

El proyecto presenta un avance físico acumulado de 91% al 31 de diciembre de 2008, 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 2009 se tiene previsto culminar las facilidades mecánicas asociadas a la instalación del sistema de bombeo en el Bloque M6, culminar la fase de pruebas y operaciones iniciales, terminar el reemplazo de las bombas en la estación de bombeo de San Lorenzo con su correspondiente infraestructura; así como también realizar las pruebas de operación, arranque y adquisición de repuestos mecánicos para dos años de operación.

Proyectos de confiabilidad operacional

La cartera está constituida por las siguientes categorías: 4 proyectos de suministro eléctrico, 32 de protección integral, 10 de automatización, informática y tecnología, 2 de ambiente, 7 de confiabilidad de planta, 2 de desarrollo urbano y 6 en otras inversiones que incluyen mejoras en 4 aeropuertos, para garantizar que la infraestructura de suministro se

mantenga a la vanguardia en tecnología y, apegada a la normativa de seguridad.

- **Suministro Eléctrico:** Se realizó la culminación del tendido eléctrico de la Planta de Distribución Puerto Ordaz, logrando un sistema alterno de suministro eléctrico que garantiza una mayor flexibilidad operacional.
- **Confiabilidad de Planta:** Se logró aumentar la capacidad de almacenamiento de asfalto caliente en 50%, con la puesta en funcionamiento del TK 22 en la Planta de Asfalto El Chaure, adicionalmente, se reemplazaron las trazas eléctricas (1.000 Voltios y 480 Voltios) y se logró optimizar los tiempos de llenado de gandolas en 60% (de 20 minutos a 8 minutos) y reducción del tiempo de descarga de los buque tanques de asfalto en 30%.

Se logró un avance de 11% de la fase de ingeniería básica en el Proyecto de Aumento de Capacidad del Poliducto El Palito-Barquisimeto. Por otra parte, en el proyecto de la Nueva Planta de distribución Catia La Mar se culminó la fase de ingeniería conceptual, asimismo, se realizaron los trámites de Habilitación y Disposición de Inmuebles (HDI), para la confirmación de permisos y aceptación ante los entes involucrados (Corpovargas, Ministerio del Poder Popular para la Infraestructura y Ministerio del Poder Popular para la Defensa) del área que arrojó los estudios que adelanta la gerencia de Ingeniería para la construcción de ésta planta. Durante el 2008 se ejecutaron ocho mantenimientos de tanques en las siguientes plantas de distribución: cuatro en el Guamache, dos en San Tomé y dos en Puerto Ordaz.

- **Protección Integral:** Se culminó el proyecto de mejoras del sistema de puesta a tierra para los tanques de la Planta de Distribución de Bajo Grande, para aumentar la protección contra descargas atmosféricas.

- Proyectos de AIT: Se culminó la instalación de un nuevo sistema de parada de emergencia y sistema de detección de incendio en las Plantas de Distribución de Puerto La Cruz, San Tomé, Maturín, Puerto Ordaz, Ciudad Bolívar y Barquisimeto, logrando reemplazar sistemas obsoletos, garantizando la seguridad integral y continuidad operacional; se culminó el reemplazo de actuadores en las plantas de El Palito y Yagua.

c. Deltaven

Filial de PDVSA, cuya misión es comercializar productos marca PDV, respondiendo a las necesidades de los clientes en el territorio nacional, alineado al compromiso de la Corporación con la comunidad, asegurando la preservación del medio ambiente, realización humana, confianza y rentabilidad.

Tiene por objetivo brindar productos y servicios de alta calidad que satisfagan plenamente los requerimientos de todos sus clientes tanto internos como externos, con la finalidad de ser reconocidos como la comercializadora líder del mercado nacional de productos derivados de hidrocarburos que por su calidad, servicio a sus clientes y su relación con la comunidad, genere valor agregado a PDVSA; para alcanzarlo, es política de Deltaven mantener su personal capacitado, utilizando tecnología de punta y programas eficientes de aseguramiento de la calidad, acorde con las normas ISO 9001:2000, todo enmarcado dentro de la rentabilidad del negocio.

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

- Venta de combustibles a través de 1.865 estaciones de servicio (E/S) distribuidas en el territorio nacional.
- Venta de combustibles para aeronaves atendidas por 20 plantas de distribución en el país, y la



venta de combustibles y lubricantes para transporte marítimo, mediante tuberías y cisternas o gabarras.

- 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, Deltaven cuenta con la Planta de Mezcla y Envasado ubicada en Cardón, estado Falcón, produciendo en promedio, aproximadamente, 310.000 Lts/día en toda su gama de productos terminados.

Deltaven en el año 2008 inició el suministro de combustible a 876 E/S independientes que fueron suplidas por otros mayoristas de combustible en Venezuela, dando cumplimiento a lo establecido en la nueva Ley de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos, según Gaceta Oficial N° 39.019 del 18 de septiembre de 2008 la cual establece la toma del control de las actividades de intermediación para el suministro de los combustibles líquidos por razones de conveniencia nacional con carácter de servicio público y, adicionalmente, efectuar el abanderamiento de todas las instalaciones donde se realice dicho proceso de intermediación.

La venta promedio en Deltaven a nivel nacional al 31 de diciembre 2008 alcanzó un volumen de 327 MBD y, para el mismo período del año 2007 se obtuvo un volumen de ventas de 295 MBD, lo que representa un incremento de 10,5% con respecto al año 2007, lo cual se logró con la absorción de las otras mayoristas según la Ley de Reordenamiento del Mercado Interno de Combustibles Líquidos e inicio de la facturación de 55 clientes nuevos (23 aviación, 2 marino, 3 lubricantes marinos y 27 industrial), y la inauguración de la Planta Suministro Combustible Aeropuerto Valencia y tres estaciones de servicios: Lanciano 2020 (Región Metropolitana);

Yagua (Región Centro) y, José Gregorio Hernández (Región Centro).

En la Planta Envasadora Cardón se alcanzaron resultados satisfactorios en auditoría de recertificación ISO 9001:2000 e ISO TS 16949, Sello Fondonorma, Certificado API, Premio Q1 Ford, ISO 14000, y Marca Norven, y obtenido 80% de avance en los procesos requeridos para alcanzar la acreditación del laboratorio de la Planta Envasadora Cardón, bajo la Norma ISO 17025. Adicionalmente, en la evaluación técnica lubricantes 15W-40 y 5W-40, vehículos Tiuna y Toyota, en expediciones por Suramérica (35.000 Km) se obtuvieron resultados altamente satisfactorios, en condiciones extremas.

Dentro de los proyectos que desarrolla Deltaven enmarcados en el Plan Siembra Petrolera, se encuentra la construcción y remodelación de estaciones de servicio (E/S), en donde se tiene la nueva E/S El Mirador que se estima terminar en el primer trimestre de 2009; una remodelación culminada E/S Río Catatumbo y, en ejecución, la remodelación de dos estaciones de servicios: Veitía y Santa Elena de Uairén.

En Deltaven, se incentiva a las organizaciones con la finalidad, social como pesqueras y agricultoras mediante la construcción, mantenimiento y disposición de combustibles en ciertos puntos estratégicos del territorio nacional. Por consiguiente se han inaugurado tres módulos de combustibles pescar: Playa Blanca en Carabobo, Robledal y Boca De Río en Nueva Esparta y por inaugurar nueve módulos de combustibles pescar: Puerto Vivas en Barinas, Puerto Viejo y Palmarito en Mérida, La Vela y Puerto Cumarebo en Falcón, La Zorra en Vargas, Cata en Aragua, Manzanillo en Nueva Esparta y, Las Bonitas en Bolívar.



PDVSA Empresa Nacional de Transporte, C.A.

Esta empresa se creó bajo la figura de filial de PDVSA Petróleos con el nombre de Empresa Nacional de Transporte, cuya finalidad es suministrar el servicio de transporte de combustibles líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno en todo el territorio nacional, mediante el uso de la flota propia y contratada, garantizando la entrega del producto con adecuados estándares de seguridad y confiabilidad.

Se incorporaron nueve empresas de transporte de las 93 empresas, que manejan 60% del volumen transportado a nivel nacional.

EMPRESAS

Al 31 de diciembre de 2008

Distrito	Fecha	Transporte	Unidades
Occidente	29/11/08	Mérida	76
	06/12/08	El Venado	18
	06/12/08	Guercarga	16
Metropolitano	29/12/08	Gorrin	10
	29/11/08	Tgh	34
Oriente	29/11/08	Giannini	51
	29/11/08	Carys	33
	06/12/08	Digecom	35
Centro	06/12/08	Depósito Barinas	20
Total			293



5. Transporte/Buques y Tanqueros

Las organizaciones navales de PDVSA se desarrollaron en el año 2007, en un mercado de fletes internacionales muy competitivo y con tendencia a la baja disponibilidad de buques debido a la situación mundial de exigencias operacionales, derivadas de medidas de seguridad sin precedentes que además originaron altas primas de seguro.

a. Suministro y Logística

La organización de Suministro y Logística de PDVSA desarrolló una intensa actividad naviera para la logística del suministro de hidrocarburos en el ámbito nacional e internacional. La gestión en Cabotaje fue de 561,4 MBD en el año 2008 vs. 567,3 MBD en el año 2007. Esta actividad fue hecha con un promedio de 33 buques destinados para este fin, de los

cuales diez son propiedad de PDV Marina. También desarrolló fructíferos esfuerzos para bajar los costos de almacenamiento y transporte y, para mejorar la composición de la flota fletada.

Los costos de almacenamiento de hidrocarburos en el exterior disminuyeron a consecuencia de la selección de tancaje, el esfuerzo de negociación de tarifas y el control financiero y operacional. También bajaron los costos de transporte debido a una disminución, a la mitad, de las demoras en los despachos desde almacenamiento en el exterior, en especial los de fuel oil. Igual atención merece la reducción de 130 mil dólares por operación en las actividades de suministro de crudo Boscán a China mediante las actividades de traspaso de buque a buque.

Destaca igualmente el Joint Venture firmado entre

PDVSA Petróleo y la empresa Chinaoil para la creación de la empresa de transporte C.V. Shipping, 50% venezolana y 50% china, para facilitar y disminuir costos de distribución y transporte de nuestros crudos y fuel oil entre Venezuela y China.

La flota controlada (buques fletados por tiempo), se renovó incorporando naves que se ajustan a las nuevas regulaciones ambientales y de seguridad marítima (doble casco, sistemas de control Marpol) que, además son más versátiles para los nuevos requerimientos de los mercados. Además, se mejoraron los términos de contratos de fletamento de buques, por ejemplo, las cláusulas de terminación, reclamo de demoras, tiempo de espera por estar fondeado o capeando y en operaciones.

Mención especial en la gestión de Suministro y Logística merece la continuación en el control de las operaciones y programaciones de despacho y recibo relacionadas con las empresas procesadoras de crudo extrapesado de la FPO, toda vez que PDVSA asumió en el año 2007 el control operacional de ellas.

b. PDV Marina

PDV Marina, filial de PDVSA, cuenta con 21 buques tanques; 13 de ellos operados directamente por la misma, abanderados en Venezuela, surten las dietas inter-refinerías en cabotaje, Suramérica y el Caribe. De la misma forma, ocho Aframax pertenecientes a su filial Venfleet, Ltd. abanderados en Panamá, y operados por la empresa Bernhard Schulte Ship-management de la República de Chipre, los cuales surten las dietas de las refinerías de PDVSA en el exterior.

El mantenimiento de la flota continuó con la diversificación internacional del mantenimiento mayor de los buques, continuando con los diques secos

de cinco de los buques Aframax en Vietnam, un Panamax en Cuba, cuatro Producteros en Portugal y otra apoyando la industria nacional, materializada en las reparaciones generales especiales que recibieron; un buque Asfaltero y dos Gaseros en Diques y Astilleros Nacionales (Dianca), dando apoyo a la empresa venezolana en cuanto a la nivelación tecnológica de sus trabajadores, para un total de 13 buques. Se alcanza 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 durante el año 2008.

Para el futuro cercano, las acciones implementadas en materia de adecuación de nuevas tecnologías a los buques, la transferencia de remolcadores, lanchas, empujadores y gabarras de PDVSA y terceros; así como también el fortalecimiento del sistema de control interno, entre otras, resultarán en importantes avances para la empresa.

Los buques de casco sencillo (Paria, Caura, Morichal, Leander, y Moruy) serán reemplazados dando continuidad al trabajo iniciado en 2008; a través de la adquisición de los buques Panamax de doble casco. Igualmente se avanzó en alto grado (hasta 95%) la implantación del Sistema Integral de Riesgo (SIR) de PDVSA.

Con gran optimismo, se destaca el convenio de asociación suscrito entre PDV Marina y Petrochina

International Company Limited para la adquisición, operación, administración y manejo de una nueva flota de buques para el transporte de hidrocarburos al continente asiático, incluyendo tanqueros de gran capacidad, VLCC (very large crude carrier). En esta flota está planteado el uso de la bandera nacional y la incorporación de personal venezolano. 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 dos VLCC para el transporte de crudos a la República Popular China, y negocia con este país la construcción de cuatro nuevas unidades.

Finalmente, se negocia la creación de una nueva alianza con National Iranian Tankers Co. para las operaciones de otros segmentos de buques y con PetroVietnam la incorporación de nuevo tonelaje en asociación estratégica, para el transporte de crudos a la refinería vietnamita a construirse conjuntamente con PDVSA.

c. PDVSA Naval

PDVSA Naval, filial de PDVSA, se constituye oficialmente el 6 de febrero de 2008 con el fin de desarrollar astilleros para la construcción de buques y plataformas costa afuera; así como también puertos y todo lo relativo a la infraestructura naval, para garantizar la autonomía de operaciones petroleras y actividades asociadas dentro del marco de la soberanía nacional.

La gestión de PDVSA Naval en lo que respecta a gerencia de Construcciones Navales ha alcanzado para el año 2008 los siguientes avances en la construcción de los buques enmarcados en el Plan de Negocios de PDV Marina:

1. Construcción de dos buques Producteros de 47.000 toneladas de peso muerto en Astillero

Río Santiago (Argentina): El 8 de marzo de 2008 se coloca el primer bloque del buque identificado como C-79 (Eva Perón). El lanzamiento de este buque al mar para finalizar su alistamiento está programado para el segundo trimestre del año 2009. Para el buque C-80 alcanzó al año 2008 un avance general de 7% acelerándose la fase de construcción y ensamblaje de bloques.

2. Construcción de dos buques Producteros de 47.000 toneladas de peso muerto en Estaleiro Ilha, S.A. (Brasil): El 17 de marzo de 2008 se coloca el primer bloque de la quilla del buque identificado como EI-494, alcanzando en 2008 un avance general de 24% esperándose su lanzamiento al mar para finalizar su alistamiento en el segundo trimestre del año 2009. El buque EI-495 ha alcanzado un avance general de 14%.

3. Construcción de ocho buques Panamax de 70.000 toneladas de peso muerto en Estaleiro Ilha S.A. (Brasil) destinados al transporte de crudo y productos refinados. Este proyecto, que sigue la secuencia constructiva de los buques Producteros, está en su etapa inicial alcanzando en 2008 un avance general de 3%. Es muy importante acotar que 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 y grupos electrógenos y 10% del acero de todos los buques, lo cual garantiza la consecución del desarrollo productivo.

4. Construcción de cuatro buques Aframax de 109.000 toneladas de peso muerto en Irán Marine Industrial CO. (SADRA) destinados al transporte de crudo: Este proyecto ha alcanzado en 2008 un avance general de 9%. Se destaca que se han adquirido los motores principales y 15% del acero de todos los buques. La ingeniería de detalle posee un avance al cierre de 2008, de 25%.

5. Construcción de dos buques Asfalteros y dos buques Quimiqueros en los Astilleros Navales Viana



do Castelo (Portugal). El 14 de 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 Venezuela y la República de Portugal. En 2008 se definieron las especificaciones de buques, las capacidades técnicas del astillero mediante visita a Portugal; así como también se ha elaborado el contrato de construcción de los buques Asfalteros.

En materia de astilleros, con 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 y en él se fabricarán, repararán y mantendrán buques de hasta 400.000 toneladas de peso muerto (tipo VLCC) y se construirán plataformas para las operaciones costa afuera. Por otra parte, se está firmando con la empresa china Jiangsu Rongsheng Heavy Industries CO, LTD (RONGSHENG), un convenio para la participación de dicha empresa en la ingeniería de este astillero y en la construcción de buques tipo VLCC en este astillero. Es importante destacar, que se está programando que los buques se construirán simultáneamente con el astillero con la finalidad que se pueda poner en marcha la industria naval de construcción en el corto y mediano plazo.

En relación al Astillero Occidental (ASTINAVE) ya fue concretada la negociación para la adquisición del astillero por parte de PDVSA y se está avanzando en la programación que será adelantada para su rehabilitación y ampliación para la fabricación, mantenimiento y reparación de buques y, la construcción de plataformas costa afuera. Para llevar adelante este proyecto, PDVSA Naval firmó con fecha 19 de septiembre de 2008 un memorándum de entendimiento

con la empresa A.H.O. Industrial Developments Group de Corea, la cual ha comenzado trabajos de inspección de las instalaciones, pruebas del dique flotante, sistemas de elevación, planificación de la procura para iniciar la fabricación de remolcadores y otro tipo de embarcaciones de apoyo a la industria petrolera, adiestramiento de personal en Corea y Venezuela. Al mismo tiempo esta empresa ha culminado la ingeniería para remolcadores que servirán de apoyo a los servicios portuarios de PDVSA.

El proyecto de ASTINAVE se llevará a cabo en cuatro fases: la primera, comprende la fabricación de remolcadores. La segunda, la construcción y reparación de barcos tipo Handysize. La tercera, comprenderá la fabricación de buques de hasta 120.000 toneladas de peso muerto. La cuarta, la construcción de plataformas costa afuera. Este programa de rehabilitación y ampliación de ASTINAVE permitirá realizar inversiones en instalaciones adecuadas y suficientes que incrementarán la capacidad de sus instalaciones y será posible aplicar tecnologías de punta que lo posicionarán rápidamente en el mercado.

Relativo a la empresa naviera ALBANAVE S.A., Filial de PDVSA Naval se constituye oficialmente el 5 de marzo de 2008 para prestar servicio a las rutas del Caribe, Atlántico y Pacífico. El 21 de julio de 2008 se desarrolló con PDV Marina un mecanismo administrativo financiero con el propósito de iniciar las operaciones comerciales, las cuales conllevan al fletamento de cuatro buques, el Free Envoy, Jumetor, Río Arauca, (en proceso de abanderamiento venezolano) y el Santa Paula de bandera venezolana, los cuales están dedicados, inicialmente, a la ayuda humanitaria con Cuba y Haití en el transporte de alimentos y cargas generales. Asimismo, se está desarrollando el proyecto de ruta comercial para el transporte de contenedores y cargas generales



hacia el Caribe con los países integrantes del ALBA y la ruta Venezuela Suramérica Atlántico (Brasil, Uruguay y Argentina) y, posteriormente, Suramérica Pacífico, con el propósito de brindar apoyo a empresas del Estado entre las cuales se encuentran, Pequiven, Carbozulia, Grupo CVG, Corporación CASA, CVA, entre otros. Por otro lado se visualiza la implantación de un sistema de transporte que incluye el eje fluvial Orinoco-Apure, el servicio de ruta comercial directo desde Europa a Venezuela y el transporte de pasajeros en ferry hacia la Isla de Margarita.

6. Investigación y Desarrollo

La gestión de INTEVEP durante el año 2008 se enmarcó dentro de su rol como instituto tecnológico, brindando soluciones a los retos establecidos por la Corporación y prestando asistencia técnica especializada en cada uno de los segmentos de la cadena de valor de PDVSA. En este sentido, se obtuvieron importantes logros que se reseñan a continuación:

Exploración y Producción

Se culminó el estudio exploratorio de la Cuenca de Carúpano, para lo cual se generó el modelo geológico mediante la integración de información sísmica, sedimentológica, estratigráfica, geoquímica y estructural. Se visualizaron nuevas trampas de hidrocarburos condensados y gas, aumentando la prospectividad en áreas de aguas más profundas que las estudiadas en el proyecto Mariscal Sucre.

Con la finalidad de minimizar el factor de incertidumbre en la caracterización estática de yacimientos, se culminaron los módulos base de visualización de datos sísmicos 2D y 3D y los módulos de trazado de rayo 3D y diferencias finitas 2D para modelado sísmico acústico. Adicionalmente; se culminó inversión sísmica acústica de Borbureta, Bachaquero Tierra y Lama Norte; se definió el

modelado gravimétrico y magnético de la cobertura sedimentaria en la FPO y, se realizó el muestreo geoquímico a bordo del *Neptune Discoverer*.

Definidas nuevas zonas prospectivas e incorporados nuevos intervalos con características de roca generadora de hidrocarburos en el Flanco Sur Andino para la cuenca Barinas-Apure.

Se culminó la ingeniería conceptual de barreras contra inundaciones y se definieron las características estáticas y dinámicas de los suelos en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Asimismo, se generaron los mapas topográficos, ubicación de manglares, instalaciones de superficie y poblados del área de Tomoporo.

Se creó y acondicionó el Centro Integral de Estudios de Yacimientos (CEIY), con la misión de generar estudios especiales para la caracterización y recuperación mejorada en los yacimientos de la industria petrolera.

En el proyecto de Combustión en Sitio (CES), se evaluaron yacimientos potenciales para la aplicación de la tecnología y se realizaron pruebas de simulación a escala banco, lo cual permitió obtener las bases de diseño de la ingeniería conceptual. Además, se finalizó la ingeniería básica y de detalle de las instalaciones de superficie; se concluyó la procura de los equipos mayores, se diseñó el tratamiento de los gases de combustión, concluida procura de equipos mayores y fue otorgada la permisología del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB) para la prueba piloto en Campo Bare, Bloque Junín.

Ejecutada la ingeniería básica de la tecnología de desasfaltación (INT-MECS®) para el mejoramiento de la calidad del crudo proveniente de diferentes corrientes del mejorador Petromonagas (30 MBD),

para un incremento de la gravedad API entre 2° y 5° y una reducción de vanadio y níquel (10% y 20% p/p).

En lo que respecta a la Tecnología de Mejoramiento en Sitio (MIS®), se realizó la simulación física a escala laboratorio, para verificar las variables del proceso y se realizó el primer ciclo de inyección de Gas Natural Licuado (GNL), con una producción acumulada de 1.413 barriles en 20 días versus la producción en frío de 570 barriles, obteniéndose un mejoramiento de 8° a 11° API.

Implantadas tecnologías asociadas a la construcción y mantenimiento de pozos para la reactivación de perforación en áreas de occidente, garantizando la incorporación de producción y de reservas, reducción en volúmenes de pérdida de circulación y generando ahorros en operaciones de perforación, optimizando la producción de distintos campos de las Divisiones Centro Sur y Occidente.

Como parte del proceso de masificación de la tecnología de separadores ciclónicos (CYCINT™), la cual permite la reducción del arrastre de líquido en la corriente de gas, se dio inicio a la fabricación de 16 separadores con capacidad combinada de 456 MMPCD y se realizó el diseño conceptual de 20 separadores con capacidad de 707 MMPCD.

Desarrollada plataforma de herramientas computacionales con ocho aplicaciones en el área de construcción de pozos y transferidas a la División Costa Afuera y al Distrito Gas Anaco como áreas piloto.

Gas

En la captación, adaptación y desarrollo de tecnologías de explotación y producción de gas en aguas someras y en aguas profundas para el caso de plataformas costa afuera, fue desarrollado el modelo

matemático de análisis estructural (tubería y plataforma). Además, se realizó el estudio de variables meteoceanicas en condiciones extremas, automatización y electricidad.

En relación con los gasoductos (exportación/recolección); se desarrolló el análisis de criticidad y metodología de optimización de confiabilidad del sistema Dragón del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho.

En la captación, desarrollo e implantación de tecnologías para el acondicionamiento, procesamiento, transporte y valorización de los hidrocarburos gaseosos, se realizó estudio de selección de tecnologías para licuefacción de Gas Natural y se prestó apoyo tecnológico al proyecto Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA) en opciones tecnológicas para la deshidratación del gas natural.

Se validó eficiencia del inhibidor de incrustaciones del gel de Aloe Vera, con corrientes de producción en Distrito Norte y Distrito Centro Sur, se dio inicio al proceso de masificación del producto y la estrategia de protección.

Se evaluaron cilindros contenedores de Gas Licuado de Petróleo (GLP) procedentes de Noruega y Portugal, que serán incorporados en el mercado nacional por PDVSA Gas Comunal. Adicionalmente, se inspeccionó la fabricación de bombonas de fibra de vidrio para servicio de gas doméstico y se completaron de manera exitosa las pruebas de integridad de estos recipientes.

Como apoyo al programa de Gas Natural Vehicular (GNV), se realizó la evaluación de 300 tipos de vehículos convertidos a GNV que permitió la emisión de certificados de conformidad, para 18 modelos. Asimismo se evaluaron diferentes prototipos de

cilindros para almacenamiento de GNV de cinco proveedores ubicados en Argentina, Brasil e Italia.

Se realizó la visualización de la factibilidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas que permitan la mineralización y almacenamiento de este gas en yacimientos agotados.

Refinación

En el área de Refinación y Mejoramiento, INTEVEP en conjunto con la Refinería Puerto La Cruz, ejecutaron la ingeniería básica para la implantación a nivel comercial de un módulo de 50 MBD de la tecnología propiedad de PDVSA HDHPLUS®, lo que incrementará el procesamiento de crudo pesado Merey 16. Asimismo se concluyó la Fase I del proyecto conversión profunda de la Refinería Puerto La Cruz; el FEED⁸ ; el estimado de costo clase II; la

procura adelantada y la gerencia de construcción para preparación del sitio. Además, se implantó el modelo matemático del reactor trifásico y se ajustó la simulación dinámica del proceso, lo cual resultó clave para completar la ingeniería básica extendida.

Se desarrolló la ingeniería para la nueva ubicación de las unidades de aditivos y catalizador en el Complejo José Antonio Anzoátegui y Refinería El Chaure, respectivamente, y se redefinió el plot-plan de HDHPLUS®, lo que conduce a un ahorro significativo en movimientos de tierra y simplificación de la logística de transporte de insumos.

Completada la evaluación de desempeño de la tecnología SelectFining® bajo un nuevo esquema de procesos con dos etapas de reacción y separación intermedia de gases.

8. Front End Engineering Design, por sus siglas en inglés.



Se desarrolló un prototipo de catalizador 100% propiedad de PDVSA con actividad y selectividad similares a las del catalizador comercial S-200.

Se completó prueba en planta piloto de INTEVEP para aplicación de la tecnología DHDV™ en el mejorador Petromonagas, S.A. Los resultados muestran una variación entre 6° y 10° API y un porcentaje de hidrodesulfuración mayor a 80%.

Como parte de la visualización del Polo Petroquímico Paraguaná para la generación de productos, a partir de las corrientes disponibles en el Centro de Refinación Paraguaná (CRP), se finalizó la evaluación de cinco procesos petroquímicos y selección de las tecnologías para la producción de: óxido de propileno, etilbenceno, estireno, ácido acético, ácido tereftálico además, se completó la visualización de las opciones petroquímicas para la disposición de corrientes de refinerías.

Se culminó y entregó al CRP la ingeniería conceptual de la planta de recuperación de metales (Vanadio y Níquel) a partir del flexicoque de Amuay; además se culminó la visualización y selección de tecnología de la planta de producción de ferrovanadio, insumo importante para la industria siderúrgica nacional.

Se prestó asistencia técnica durante la parada de mantenimiento mayor del mejorador Petrocedeno con un impacto en 190 MBD por la reducción de días de retraso y culminación de actividades programadas.

Se desarrolló optimización del crudo mejorado 16° API (Cerro Negro CN-16) a crudo mejorado 18° API (Monagas M-18) en el mejorador Petromonagas, S.A.

Se desarrolló el análisis termomecánico de los recipientes de coquificación retardada perteneciente a los mejoradores Petromonagas (cuatro) y Petrocedeno (seis), determinándose el tiempo de vida útil de los

equipos, para garantizar su confiabilidad operativa.

También se evaluaron 21 esquemas de proceso de mejoramiento de crudo para la visualización de un mejorador en la FPO que permitirá obtener crudo sintético de más de 32° API.

Como apoyo a los negocios internacionales, se completó la evaluación de catalizadores de FCC para las Refinerías Corpus Christi 1 y, Lemont 2 (localizadas en Estados Unidos).

Con el fin de apoyar las nuevas oportunidades de negocios, se completó la visualización y se evaluaron las opciones de negocio para una refinería en Nicaragua que procesará 150 MBD de crudo. Igualmente, se desarrollaron los esquemas de proceso para las refinerías de Haití (20 MBD) y Jamaica (10 MBD).

Ambiente

Se desarrollaron aplicaciones informáticas para la gestión corporativa e integrada de los desechos de PDVSA para un manejo eficiente y responsable de los pasivos ambientales:

1. Sistema Integrado de Manejo de Desechos de Exploración y Producción (SIMDEP®).
2. Sistema de Información de Corrientes de Desechos y Pasivos Ambientales (SICDEPA).
3. Realizada implantación de métodos para la caracterización de muestras ambientales de la Corporación, en un laboratorio móvil para análisis en tiempo real.
4. Realizada la evaluación ambiental de 16 fluidos de perforación que serán utilizados en los nuevos desarrollos Costa Afuera.
5. Demostrada, mediante estudio experimental de campo, la efectividad de la tecnología de Biologuana Compacta para el tratamiento de aguas de producción de la estación Guafita del Distrito Apure.

6. Como aporte a la reducción del impacto ambiental causado por la disposición de lubricantes, aceites y cauchos usados, se demostró la factibilidad técnico-económica y social de instalar una planta con capacidad de 40.000 TA para la recuperación de bases lubricantes, a partir de aceites lubricantes usados del parque automotriz e industrial nacional.
7. En materia de Seguridad Industrial, se logró una reducción de 54% con respecto al año 2007 en el índice de días perdidos por accidentes de trabajo.

Otros aspectos de interés

Como custodios del acervo tecnológico de PDVSA y responsables del fortalecimiento de la soberanía tecnológica, fueron captados nueve casos de patentes; obtenidos 32 títulos de patentes y 161 certificados de registro marcarios, dos certificados de copyright, consignadas 29 solicitudes de patente, 2 marcas comerciales, 1 secreto comercial y 56 nuevas solicitudes de registro de marcas. Se mantuvieron los derechos de 464 patentes, se renovaron 36 registros marcarios y, se firmaron 96 contratos de licencia de las tecnologías propiedad de PDVSA.

Como apoyo a los sectores productivos, se realizaron 192 auditorías de calidad a EPS y EPEPS: 62 técnicas, económicas y socio-organizativas, y 130 de calidad. Además, fueron desarrolladas nueve metodologías de las mejores prácticas empresariales en distintas áreas para lograr la efectividad del acompañamiento integral a las EPS. Se acompañaron integralmente y se capacitaron a 19 EPS en los sectores químico, eléctrico, metalmecánico y otros sectores industriales, se creó y activó el consejo socioproductivo para el desarrollo de insumos químicos industriales para la industria petrolera y, se seleccionaron cuatro productos químicos para su desarrollo a mediano plazo con EPS de base tecnológica.

Se realizó el diagnóstico de la gestión de los residuos sólidos urbanos en la comunidad de San Pedro; además de la evaluación y selección de tecnologías para la transformación de residuos sólidos urbanos en energía u otro componente de mayor valor agregado.

Culminada la caracterización del parque industrial venezolano del área metalmecánica en 15 estados del país correspondientes a las regiones oriente, occidente y sur.

Continuando con las actividades de cierre de brechas, transferencia de conocimiento y profundización técnica, se firmaron tres convenios de cooperación tecnológica: Instituto Nacional de Tecnología Industrial de Argentina (INTI), Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda (UNEFM) y, con Schlumberger Venezuela S.A.

Se realizó la primera cohorte de la Maestría en Ciencias de Refinación, Gas e Ingeniería, la primera cohorte del diplomado en procesos petroleros: mención refinación y se desarrolló la fase piloto de formación utilizando tecnologías de aprendizaje, basado en computador (ABC).

Entregado al Ministerio del Poder Popular para la Educación Superior (MPPES), el proyecto para la creación de la Universidad de los Hidrocarburos.

Se mantuvo la acreditación de 26 métodos de ensayos en los laboratorios generales, de acuerdo a la norma de la Organización Internacional de Normalización y La Comisión Electrotécnica Internacional (ISO/IEC 17025), cumpliendo con la Resolución N° 328 del MENPET.



Se desarrollaron 60 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 ambiente.

7. Seguridad y Ambiente

a. Seguridad Industrial (SI)

Alineados con el Plan Siembra Petrolera, la gestión de Seguridad Industrial, con el objetivo de asegurar que los procesos y operaciones que realiza la Corporación sean ejecutados en forma segura, ha planificado, desarrollado e implementado acciones preventivas, que han permitido disminuir la accidentalidad durante el año 2008, con un índice de Frecuencia Bruta de 9,14, un índice de Frecuencia Neta de 4,03; lo cual significa, la disminución de 6,83% de accidentalidad por lesiones y disminución de 12,58% de los accidentes discapacitante con respecto al año 2007, considerando que hubo un aumento de 23% de las horas labor de exposición en el año 2008. Este logro se ha alcanzado mediante el compromiso y participación de los trabajadores

para el control de los riesgos en materia de seguridad y salud laboral.

Los planes de formación y capacitación del personal propio y contratado han permitido concienciar y afianzar la cultura preventiva; así como también la actualización y creación de nuevas normas y procedimientos, el fortalecimiento en ingeniería de riesgos, especialización de Seguridad Industrial y uso de software especializado, lo que ha reducido la frecuencia y consecuencias de los accidentes. Asimismo, se crearon Gerencias de Seguridad Industrial adscritas a las nuevas estructuras organizacionales para dar respuestas a las necesidades de PDVSA. Se desarrolló un programa de formación para personal propio, instituciones gubernamentales, privadas y las comunidades para dar respuesta al Plan Nacional de Contingencia acorde a la nueva legislación, lo cual permitirá dar apoyo efectivo, en caso de eventos no deseados.

A continuación, destacamos los objetivos estratégicos desarrollados y los logros más relevantes, dentro de cada uno de ellos:

1. Instaurar el principio de corresponsabilidad en

materia de seguridad en el trabajo, en todos los niveles de la Corporación y su entorno social.

- Formación y capacitación técnica en seguridad industrial para el personal de PDVSA, incluyendo la realización de diversas actividades de formación dirigidas al personal de la Corporación en Ingeniería de Control de Riesgos, conteniendo las distintas herramientas y metodologías que se utilizaran con la finalidad de reducir la brecha de formación existente.
- Actualización de las distintas herramientas informáticas utilizadas para realizar los análisis de riesgo colocándonos en la vanguardia de la tecnología de punta, las cuales, no se encontraban operativas en 100% desde el año 2002.
- Ejecución del diagnóstico del proceso de análisis de riesgo en los diferentes negocios y filiales, con la finalidad de detectar las brechas existentes y establecer el plan de acción.
- Implementación de la plataforma virtual de trabajo para la comunidad de ingenieros de riesgo de PDVSA, negocios y filiales, donde el personal de Ingeniería de Riesgo puede intercambiar información, recibir asesorías, tutorías en línea y disponer de una extensa biblioteca virtual en la especialidad.

2. Implantar mecanismos de participación y compromiso de los trabajadores, niveles supervisorios y gerenciales, para promover la prevención y el control de riesgos en los procesos industriales y administrativos.

- Divulgación de las mejores prácticas internacionales en materia de ingeniería en las Primeras Jornadas de Ingeniería de Control de Riesgos, donde se impulsaron mejoras al proceso de análisis de riesgos a través de un enfoque preventivo y predictivo, con la participación de ponentes internacionales.
- Homologación y actualización de normas de segu-

ridad industrial, con la participación e incorporación de la experticia de los trabajadores que están involucrados en los diferentes procesos de PDVSA:

- i. Notificación, clasificación estadística y registro de accidentes e incidentes ocupacionales.
- ii. Gestión y control de desviaciones.
- iii. Investigación de accidentes e incidentes.
- iv. Seguridad y salud en talleres.
- v. Manejo del cambio.
- vi. Sistema de permisos de trabajo.

3. Consolidar y homologar la cultura de prevención y control de riesgos en el trabajo a todos los niveles de la Corporación y su entorno.

- Planificación y coordinación del Proyecto Unidad Curricular de Seguridad y Salud en el Trabajo para la Misión Ribas Técnica.

4. Implantar, administrar y asegurar el mantenimiento y eficiencia del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA), para el control sistemático de los riesgos en los procesos industriales.

- En la Fase I hubo un avance de 90% de la Plataforma Tecnológica SIR-PDVSA, desarrollados los módulos: Análisis de Desviaciones, Seguridad, Higiene y Ambiente para Contratistas, y Prácticas de Trabajo Seguro.
- Se aprobó documento rector SIR-PDVSA, con la participación de trabajadores y equipos técnicos de normalización.

5. Alinear la gestión de Seguridad Industrial de la Corporación con los Planes Estratégicos de la Nación y los entes reguladores del Estado:

- Interacción con el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laboral (INPSASEL), para fomentar e implementar las políticas y normativas en materia de prevención de seguridad y salud de los trabajadores.

- Interacción con Protección Civil y Prevención de Desastres para la alineación de los planes de PDVSA, con los Planes Nacionales de respuesta y control de emergencias, para una coordinación y control efectivo ante una eventualidad.

6. Implantar estrategias, planes y controles, para la adecuación de las instalaciones y procesos de la Corporación a la legislación vigente, incorporando prácticas y tecnologías innovadoras:

- Dictados de talleres teórico-prácticos para el control de derrames de hidrocarburos en cuerpos de agua, dirigidos a: comunidades, MENPET, Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAM), Instituto Nacional de Espacios Acuáticos e Insulares (INEA), Guarda Costas, Protección Civil, bomberos y, personal de PDVSA.
- Apoyo y asesoramiento para la certificación y permisos nacionales de las unidades flotantes del Proyecto Mariscal Sucre (Buque/Tanque Neptune Discoverer y Buques/Cisterna Nobleman, Norseman, Amatyste).
- Se realizó el diagnóstico de siete zonas del Plan Nacional de Contingencia, para evaluar los Planes de Respuesta y Control de Emergencias, y adecuarlos a los nuevos requerimientos del INEA.
- Se realizó un diagnóstico de los sistemas de protección contra incendios de negocios y filiales, específicamente en las áreas de exploración, producción y refinación, para su adecuación.
- Se realizó la evaluación técnica de las instalaciones de PDVSA del Área Metropolitana en materia de Seguridad Industrial, AHO, con el propósito de evaluar la gestión y, corregir desviaciones.
- Dentro del marco de los convenios firmados por PDVSA y los Gobiernos de Dominica, Grenada, Nicaragua y Cuba, se realizaron estudios de confiabilidad, integridad, ingeniería de riesgos, seguridad acuática; así como también planes de respuesta de control de emergencias, para garantizar las operaciones seguras de dichas instalaciones.

7. Elaborar e Implantar Programas de Seguridad Industrial dirigidos a los Distritos Sociales.

- Se efectuó un taller en materia de prevención de accidentes, con la participación de empresas contratistas de exploración y producción en occidente y con representantes de la Cámara Petrolera, capítulo Monagas.
- Se coordinó y ejecutó en los estados Barinas y Sucre un programa educativo en Seguridad Industrial, AHO, dirigido a participantes de Empresas de Propiedad Social, Vuelvan Caras, Pequeña y Mediana Empresa, Cooperativas, estudiantes y, comunidades.

b. Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO)

PDVSA se coloca a la vanguardia como empresa de hidrocarburos, al conceder gran importancia a la conservación del ambiente, a la seguridad y salud de su personal y de las comunidades vecinas, con 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, el Plan Siembra Petrolera, las Líneas Estratégicas de Ambiente e Higiene Ocupacional.

Líneas Estratégicas:

- Compromiso con la política ambiental, y de higiene ocupacional del Estado.
- Gestión ambiental y de higiene ocupacional articulada con todos los negocios y filiales.
- Cultivo de valores ético ambientales para la construcción del socialismo ecológico.
- Participación colectiva para un ambiente laboral sano y seguro.
- Salvar la deuda ambiental.
- Operaciones y proyectos con mínimo impacto ambiental y ocupacional.
- Impulso y aprovechamiento de energías complementarias.

- Compromiso con los proyectos estratégicos del desarrollo socialista.

La gestión de AHO de PDVSA se encarga de coordinar y llevar a cabo acciones para prevenir los riesgos ambientales y proteger la salud de los trabajadores. En este sentido, el plan operativo de AHO ha ejecutado en proyectos para el manejo y disposición de efluentes 13,3 millones de dólares, proyectos para el cumplimiento del marco regulador ambiental relacionados con calidad de aire, supervisión ambiental, tramitación de permisología ambiental y, estudios de impacto ambiental, entre otros, 20,3 millones de dólares, manejo de desechos peligrosos 50 millones de dólares y, evaluaciones técnicas y proyectos relacionados con la educación ambiental 6,5 millones de dólares.

En materia de inversiones se ha ejecutado la adquisición de equipos de campo de higiene ocupacional; construcción e instalación de 16 torres de enfriamiento para el tratamiento de aguas de producción; adquisición de equipos y herramientas mayores para emergencia de desastres de hidrocarburos y ampliación de la planta compresora de gas, entre otros.

La gestión de los pasivos ambientales generados por PDVSA hasta 2004 es otra responsabilidad de AHO. Para ello, los negocios y filiales basaron sus planes operacionales en proyectos que contemplan el saneamiento de fosas, recuperación de crudo, restauración de áreas impactadas por la actividad petrolera y disposición de fuentes radiactivas, entre otros. Para estos efectos, se ajusta la reserva al 31 de diciembre de 2008 por un monto de 1.640 millones de dólares, el cual está conformado por 1.559 millones de dólares del sector nacional y, 81 millones de dólares del sector internacional. Para el año 2008, se sanearon 224 fosas de hidrocarburos para un total de 2.778 fosas saneadas, quedando por sanear 10.682 fosas. Se destaca que el proyecto de

recuperación de crudo, ha llevado a especificación 36.500 barriles, los cuales han sido incorporados al proceso de comercialización.

Logros resaltantes:

Un logro en el año 2008 es el fortalecimiento de AHO en PDVSA, para afrontar los retos en la prevención de enfermedades ocupacionales e impactos al ambiente. La consecución de este logro fue posible mediante una serie de acciones concretas, dentro de las cuales se destacan:

- Desarrollo de dos especializaciones en el marco del convenio con la Universidad Bolivariana de Venezuela: Higiene Ocupacional y Ambiente y Procesos Industriales. A la fecha culminó exitosamente la primera cohorte de Higiene Ocupacional y se realizó la 1° Jornada Científica de Higiene Ocupacional, donde se presentaron trabajos de investigación producto del postgrado, con la participación de especialistas chilenos.
- Formación técnica de Delegados y Delegadas de Prevención (DDP) así como también personal de PDVSA en las áreas de AHO, Seguridad Industrial, Salud Ocupacional, Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo, modelo obrero venezolano de Investigación-acción participativa, ergonomía y neurociencias y, factores de riesgo psicosocial, las cuales les brindan herramientas para que puedan ejercer su función dentro del marco legal vigente para ser los contralores de las condiciones de sus puestos e instalaciones de trabajo dentro de la Corporación.
- PDVSA viene desarrollando un esquema de articulación y coordinación interinstitucional con el Estado en materia ambiental y de higiene ocupacional, mediante el establecimiento de alianzas, convenios, proyectos, actividades e iniciativas con ministerios, misiones y universidades.
- Un producto de estos mecanismos de articulación y coordinación es el nuevo convenio marco entre

la Corporación y el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MINAMB), el cual prevé mecanismos más ágiles de ejecución de proyectos y acciones conjuntas que permitirán el fortalecimiento de ambas instituciones. Además, la preparación de 38 clases y su difusión, a través de talleres a distancia para la Misión Ribas Técnica en el área de AHO.

- Se impulsa la Red de Educación Ambiental como un instrumento para la promoción y consolidación de una nueva cultura ambiental en el seno de PDVSA y en su entorno socio-comunitario. Este programa se desarrolla en forma de talleres, cursos, jornadas y eventos, orientados a formar a quienes servirán de contralores ambientales, ayudando a prevenir impactos en las instalaciones de PDVSA y sus comunidades.

- Se elaboraron y actualizaron once normas técnicas de AHO:

- a. Auditoría de higiene ocupacional.
- b. Servicio de seguridad y salud en el trabajo.
- c. Procedimiento para la investigación de enfermedades ocupacionales.
- d. Saneamiento básico industrial.
- e. Guía de identificación de peligros y control de riesgos.
- f. Evaluación de factores de riesgos de carga física.
- g. Guía para evaluaciones técnicas de higiene ocupacional inter-negocios, áreas o filiales.
- h. Comités de seguridad y salud laboral.
- i. Guía para la manipulación de alimentos.
- j. Programa de seguridad y salud en el trabajo.
- k. Saneamiento Integral de fosas.

8. Desarrollo Social

Durante el año 2008, PDVSA efectuó aportes para el Desarrollo Social del país, por 15.284 millones de dólares, como se resume a continuación:

- 1.390 millones de dólares a Misiones Sociales: Ribas, Alimentación, Milagro, Vuelvan Caras, Barrio Adentro (fases I, II, III y IV), Árbol, Revolución Energética, Plan de Vialidad, Obras Hidráulicas, Aportes a Comunidades y Núcleos de Desarrollo Endógeno y, proveedores.
- 489 millones de dólares provienen del Fondo Social Programa de Empresas de Producción Social (EPS), el cual se conforma de las retenciones que realiza PDVSA a todos sus contratistas, con la finalidad de apoyar a las comunidades en proyectos como creación del Distrito Insular del estado Nueva Esparta, planta de tratamiento de aguas servidas en Maracaibo, estado Zulia, culminación del mercado de buhoneros de la ciudad de Acarigua, culminación del Centro de Diagnóstico Integral en el Biscucuy, ambas en el estado Portuguesa, obras de vialidad en los estados Sucre, Barinas y Apure, laboratorio de la Universidad Bolivariana de



Venezuela (UBV), apoyo a las mesas de energía a nivel nacional, culminación de escuelas bolivarianas en los estados Barinas y Zulia, aportes a la Fundación Misión Ribas, sustitución de ranchos por viviendas dignas en el estado Mérida.

- 998 millones de dólares para planes especiales de inversión: Vivienda y Hábitat (150 millones de dólares) y Fondo para Financiamiento de Proyectos Agrícolas (848 millones de dólares), como apoyo al Banco Agrícola de Venezuela (BAV), al Fondo Nacional de Desarrollo Agrario Socialista (FONDAS), al Fondo de Desarrollo Agropecuario, Pesquero, Forestal y Afines (FONDAFA) y al Fondo Nacional para la Producción Lechera (FONAPROLE).
- 12.407 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), entidad creada por el Gobierno 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, Metro de Los Teques, Metro de Maracaibo y Metro de 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.

NOTA: *Este capítulo se encuentra ampliado en el informe denominado Balance de la Gestión 2008 Social y Ambiental.*

9. Centro de Arte La Estancia

En el marco de los preceptos constitucionales y en concordancia con lo establecido en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, el Plan Siembra Petrolera y la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Centro de Arte La Estancia, brazo cultural de PDVSA, ha desarrollado un conjunto de estrategias orientadas a mejorar, a través de la promoción socio-cultural, y la calidad de vida de los venezolanos mediante el fortalecimiento de nuestras identidades culturales; además de promover la conformación de comunidades dinámicas, participativas, responsables y comprometidas.

Durante el año 2008, el Centro de Arte La Estancia ha experimentado un notable crecimiento y ha desarrollado importantes actividades en sus tres ejes: social, cultural y de rehabilitación patrimonial. En este sentido, ha expandido su área de acción geográfica: en occidente con la apertura en el mes de junio de 2008 del Centro de Arte La Estancia Paraguaná y en oriente con la ejecución de importantes actividades itinerantes mediante el Programa Centro de Arte La Estancia presente en oriente, para fortalecer y ampliar sus propuestas culturales en las más variadas expresiones.

Eje Social

La acción social del Centro de Arte La Estancia se enfoca en la incorporación de sectores tradicionalmente excluidos y en lograr que las personas afirmen e interioricen los valores fundamentales para lograr una mejora en su calidad de vida, la cual se obtiene mediante la puesta en marcha de acciones orientadas a la difusión del conocimiento, la ciencia, el arte, la tecnología, el lenguaje, el folklore, las costumbres y tradiciones, con un enfoque de desarrollo humano sostenible, al mismo tiempo que se ejecutan acciones de asistencia inmediata dentro del Plan Siembra Petrolera.

En este sentido, la Gerencia de Desarrollo Social en 2008 obtuvo los siguientes logros:

- Se efectuaron 281 visitas guiadas con fines educativos tanto en las instalaciones del Centro de Arte La Estancia, Sala Bolivariana de la Casa Santaella, Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda y, Abra Solar ubicada en la Plaza Venezuela.
- Se realizaron 16 talleres de pintura, atendiéndose a 521 niños y niñas de comunidades del Área Metropolitana de Caracas.
- 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.
- En el marco del programa de donación de materiales didácticos y deportivos se hizo entrega a las comunidades de estos materiales a través de los consejos comunales y de instituciones educativas.
- Se realizaron importantes visitas de identificación y diagnósticos de los principales problemas de las comunidades del municipio Libertador del Distrito Capital, municipios Chacao y Santa Lucía del estado Miranda, así como de los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre y Nueva Esparta, como parte del proceso de expansión de las áreas de acción del Centro de Arte La Estancia en el oriente venezolano, denominado La Estancia presente en Oriente.
- Se estudiaron solicitudes para lograr patrocínios en materia de teatro, danza, música, circo, dotación de uniformes y equipos para la práctica deportiva, entre otros, lográndose la aprobación de 89 solicitudes realizadas por las comunidades, cooperativas y agrupaciones.



Eje de Rehabilitación Patrimonial

El denominado eje de acción de rehabilitación patrimonial está orientado específicamente hacia la preservación, recuperación y restauración del patrimonio cultural material; así como de espacios públicos. Durante el año 2008 se adelantó la ejecución de los siguientes proyectos:

Proyecto de Rehabilitación Integral del Bulevar de Sabana Grande, culminando la Fase II de la iluminación realizada con la Electricidad de Caracas, C.A. (EDC) y PDVSA Gas en las 23 transversales nort-sur del Bulevar de Sabana Grande.

Proyecto de Rehabilitación Integral de la Casa Primavera, de carácter patrimonial e identificativa del período *art déco* en Venezuela, próxima sede del Centro de Arte La Estancia en Sabana Grande.

En el marco del Plan de Rehabilitación Integral del Casco Central de Caracas, liderizado por la Vicepresidencia de Venezuela Caracas Humana, se ejecutó:

- Proyecto de Rehabilitación Urbana de la Plaza Carabobo y su entorno, con especial énfasis en las esculturas de la fuente, elaboradas por el artista Francisco Narváez. Instituciones involucradas: Fundapatrimonio, Metro de Caracas, Ministerio Público, CANTV, Electricidad de Caracas, C.A. (EDC).
- En proceso el proyecto de rehabilitación de la fuente y esculturas de la plaza, en convenio con la Fundación Narváez.

Restauración de Obras de Arte

- Concluida la restauración de la obra La Gran Tríada de la escultora Colette Delozanne, ubicada en La Plazoleta Maestro Sojo del Complejo Cultural Teatro Teresa Carreño.
- Culminó la restauración de la obra Los Cerritos de Alejandro Otero y Mercedes Pardo, ubicada en la bajada de la autopista Caracas-La Guaira.
- Finalizó la restauración de la Obra Espejo Solar II de Alejandro Otero, ubicada en el Patio Interno del Edificio Sede de CADAPE.
- Se adelanta la Restauración de la Fuente de Plaza Venezuela, CVP.

Eje Cultural

En lo que se refiere a la programación musical, no sólo responde al aspecto recreativo sino principalmente al interés de difundir y fortalecer la música tradicional y popular venezolana, además de promover y apoyar a sus cultores e intérpretes, sin la exclusión de los géneros académicos, jazz, salsa, rock, música urbana, música contemporánea y nuevas tendencias, entre otros.

El Centro de Arte La Estancia ha conseguido un posicionamiento como órgano importante de la política del MENPET como medio para la Siembra Petrolera y, en consecuencia, de la cultura y su gestión como un servicio público y una responsabilidad del Estado.



PetroCaribe
Energy for Union



V. Convenios de Cooperación Energética ▶



V. Convenios de Cooperación Energética

PETROAMÉRICA

Petroamérica surge como una propuesta del Gobierno 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 impulsar 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 Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA): integración energética, solidaridad, complementariedad, comercio justo,

fomento de las inversiones en América Latina, trato especial y diferenciado a las naciones según sus capacidades.

Ambas iniciativas comparten el propósito histórico y fundamental de unir las capacidades y fortalezas de los países que las integran, para la definición conjunta de grandes líneas de acción política común, entre Estados que comparten una misma visión del ejercicio de la soberanía nacional y regional, desarrollando cada uno su propia identidad.

Petroamérica divide su área de acción en tres bloques subregionales: Petroandina, Petrosur y Petrocaribe.

PDVSA AMÉRICA

Como brazo ejecutor de las políticas energéticas de Venezuela en Latinoamérica y el Caribe, concebidas en la propuesta Petroamérica, PDVSA creó en el año 2006 la filial PDVSA América con la finalidad de materializar y dar seguimiento a las iniciativas regionales de cooperación energética.

En el año 2008, PDVSA América continúa 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.

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 Venezuela, para la conformación de un nuevo mapa energético mundial en el cual Latinoamérica se convierte en un nuevo polo energético.

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. La creación de empresas mixtas ha sido una de las estrategias implementadas para el emprendimiento conjunto de obras.

A continuación se presentan los principales logros alcanzados por las filiales de PDVSA América, en cada uno de los bloques subregionales:

Petroandina

Para materializar las iniciativas energéticas previstas en Petroandina, PDVSA América constituyó la filial PDV Andina, S.A. Esta filial hace efectiva su misión

a través de las filiales PDVSA Bolivia, S.A.; PDVSA Colombia, S.A. y PDVSA Ecuador, S.A., estas filiales funcionan en oficinas que están ubicadas en La Paz, Bogotá y Quito, respectivamente.

- PDVSA Bolivia, S.A.

A través de la empresa mixta YPFB-Petroandina Sociedad Anónima Mixta (S.A.M.), constituida entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y PDVSA Bolivia, S.A. se suscribieron contratos para la exploración y explotación de gas y petróleo en bloques ubicados al norte del Departamento de La Paz y al sur del territorio boliviano.

Asimismo, se elevó a 11,5 MBD la cuota de suministro de diesel a Bolivia, originalmente establecida en 8,2 MBD, en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas.

Para trabajar en el sector eléctrico, se constituyó la empresa mixta Ende Andina (S.A.M.) integrada por la estatal boliviana Empresa Nacional de Electricidad, S.A. (ENDE) y PDVSA Bolivia, S.A. que, adelantan el proyecto de construcción de una planta termoeléctrica de 100 megavatios, en la localidad de Entre Ríos.

- PDVSA Ecuador, S.A.

PDVSA Ecuador, S.A. en asociación con la empresa estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador) constituyeron dos empresas mixtas: Operaciones Río Napo Compañía de Economía Mixta (C.E.M.) para la exploración y producción en campos petroleros ecuatorianos, iniciando con el campo Sacha, ubicado en la zona oriental de ese país; y la empresa mixta Refinería del Pacífico C.E.M. que 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.

Con el objetivo de incrementar la participación de los lubricantes PDV, en Ecuador se adquirió una planta de mezcla y envasado de lubricantes terminados, ubicada en Guayaquil, con una capacidad instalada de producción de 8 millones de galones al año.

PDVSA suministró a Ecuador dos torres de perforación con una capacidad de 1.500 y 2.000 caballos de fuerza, personal técnico especializado y campamentos altamente equipados. Este apoyo brindado se prestó a un costo mínimo con el objetivo de ayudar al aumento de la producción por esfuerzo propio, de Petroproducción. Estos taladros perforaron ocho pozos en el distrito amazónico ecuatoriano, con una producción promedio de 500 barriles diarios, cada uno.

Petrosur

Los logros en el marco de Petrosur son impulsados por la filial de PDVSA América, PDV Sur, S.A. la cual materializa sus actividades a través de las filiales PDVSA Argentina, S.A. que opera desde Buenos Aires, PDVSA Do Brasil, Ltda. cuyas oficinas se ubican en Río de Janeiro, y PDVSA Uruguay, S.A. situada en Montevideo. Asimismo se tiene prevista la apertura de una oficina en la capital paraguaya, Asunción.

- PDVSA Argentina, S.A.

La empresa mixta Enarsa PDV S.A., constituida entre PDVSA Argentina, S.A. y la estatal Energía Argentina S.A. (Enarsa), avanza en el desarrollo del proyecto de la planta de licuefacción de gas natural, con una capacidad de procesamiento de 4,7 millones de toneladas métricas, que estará ubicada

en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), en el estado Sucre en Venezuela.

Por otra parte, se inició el estudio técnico para la construcción de una planta de regasificación de gas natural licuado, con una capacidad de 10 millones de metros cúbicos, en territorio argentino.

Fueron abanderadas 14 estaciones de servicio, para el fortalecimiento de la imagen comercial de la marca PDV en Argentina, más la planta de almacenamiento y distribución de Dock Sud, ubicada en el Río de La Plata.

Además, se adelantaron acciones relacionadas con el incremento de la capacidad de almacenamiento, de la participación de Enarsa en campos maduros en Venezuela y, en la compra o adquisición de activos de refinación en Argentina.

- PDVSA Do Brasil, Ltda.

Se avanza en la construcción de la Refinería Abreu e Lima, en Pernambuco, para el procesamiento de 200 MBD de petróleo, 50% proveniente de la FPO y el 50% restante crudo, de origen brasileño.

En el año 2008, se incrementó 45% en la venta de combustible en el mercado local brasileño, totalizando un volumen de 65 millones de litros versus 45 millones de litros vendidos en 2007. Este logro se asocia a la reactivación de las operaciones del terminal de PDVSA en Porto Velho, desde febrero de este año.

- PDVSA Uruguay, S.A.

PDVSA cumplió con los compromisos adquiridos con la empresa Alcoholes del Uruguay, S.A. (ALUR), al cancelar los montos derivados de su 10% de parti-



cipación en el proyecto para la producción conjunta entre la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) y PDVSA, de etanol o caña de azúcar, en el Complejo Sucroalcoholero Bella Unión. Estos productos se utilizarán para abastecer el mercado regional, particularmente en Argentina.

Adicionalmente, PDVSA continuó con el desarrollo de otras actividades: comercialización de lubricantes en Uruguay bajo la marca PDV; negociaciones para la distribución de coque en la región y, el posible abandono de estaciones de servicio en el país.

Petrocaribe

Petrocaribe nació mediante un acuerdo multilateral suscrito entre 14 naciones de la región el 29 de junio de 2005, como una iniciativa de cooperación energética propuesta por el Gobierno 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, 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 y su uso eficiente, cooperación tecnológica, capacitación, desarrollo de infraestructura energética, así como el aprovechamiento de fuentes alternas, como la energía eólica, solar y otras.

En la actualidad la iniciativa está 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 Venezuela.

Durante julio de 2008 se efectuó la V Cumbre (Extraordinaria) de Petrocaribe, en la cual fueron presentados los avances de los grupos técnicos de trabajo en las áreas de energía renovable, uso eficiente de la energía, gas, petroquímica, formación de recursos humanos, mecanismo de verificación y auditoría, y plan de comunicaciones, lo cual demuestra el avance en áreas prioritarias para la consolidación de la integración energética en esta región.

Asimismo, fue aprobado un nuevo esquema de financiamiento de la factura petrolera para los países miembros, en el que se amplía el porcentaje que será financiado a largo plazo, como una forma de reforzar la solidaridad de Venezuela en la mitigación del impacto que puedan tener los altos precios del petróleo en las economías de estas naciones hermanas.

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

- PDV Caribe, S.A.

Con la finalidad de hacer operativo el acuerdo Petrocaribe, PDVSA creó en septiembre de 2005, la filial PDV Caribe, S.A. A continuación se presentan los principales logros de esta filial durante el año 2008:

- La creación de empresas mixtas y seguimiento del trabajo desarrollado por ellas, el cual representa un modelo de gestión binacional. Con 11 empresas mixtas constituidas en ocho países miembros, pueden mostrarse los avances logrados en la construcción de plantas de almacenamiento y distribución de combustibles, resaltando el caso de Dominica, donde ya se opera de manera

regular el suministro de diesel y se completan las instalaciones marinas. También se avanza en la construcción de obras similares en Nicaragua, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y Las Granadinas y, Granada.

- En el campo de refinación se reactivaron las operaciones en la Refinería Camilo Cienfuegos, en Cuba y se trabaja en un proyecto de expansión de esa refinería, así como en la Refinería de Kingston en Jamaica. También se adelantan otros cinco nuevos proyectos, dos en Cuba y los otros tres adicionales en Nicaragua, Dominica y Haití. 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.
- La independencia gradual en materia energética se ha complementado a través de la construcción y puesta en funcionamiento de nuevos centros de generación eléctrica o apoyo en el suministro eléctrico, que han permitido reactivar sectores económicos y sociales en países como Antigua y Barbuda, Nicaragua, y próximamente en Haití. También se contempla avanzar en proyectos de este tipo en San Vicente y Las Granadinas y, San Cristóbal y Nieves.
- Más allá de la infraestructura desarrollada en el campo social, se ha logrado fortalecer una amplia gama de proyectos en materia de salud, educación y vivienda, a través del Fondo ALBA Caribe. A la fecha, este fondo cuenta con 222 millones de dólares, de los cuales ya se han asignado 173 millones de dólares a 85 proyectos en 11 países de la región; y 29 millones a tres proyectos eléctricos retornables, en diferentes países. La propuesta es avanzar hacia iniciativas socioproductivas que surjan de las propias comunidades, para el auto-desarrollo, independencia y empoderamiento de los estratos más pobres de la población, quienes

en definitiva deben ser los primeros beneficiarios de este acuerdo.

- Se creó también el Fondo ALBA Alimentos, para financiar iniciativas agroalimentarias en los países miembros, el cual logró acumular 49,8 millones de dólares, con aportes equivalentes a 0,5 dólares por cada barril exportado por Venezuela (fuera de los convenios de cooperación) que se cotizó por encima de los 100 dólares.
- Al balance social del acuerdo Petrocaribe, contribuyen también otros aspectos: el suministro seguro de productos en condiciones favorables de financiamiento; la compensación comercial que permite el pago de los hidrocarburos con bienes y servicios, como en el caso de Cuba y Nicaragua; la posibilidad de invertir en el desarrollo a partir de la disponibilidad de recursos inmediatos derivados del financiamiento de la factura; el impacto económico y social de las inversiones realizadas; y las iniciativas directas de responsabilidad social de las empresas mixtas.
- En el año 2008 se concretó el ingreso de Guatemala a Petrocaribe, confirmando la consolidación de esta propuesta como mecanismo de articulación energética regional.

Acuerdos de Suministro

A continuación se presentan los principales acuerdos de suministro de hidrocarburos, en el marco de los Acuerdos de Cooperación Energética suscritos entre Venezuela y los países del Caribe, Centroamérica y Suramérica.

Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas (ACEC)

Firmado el 19 de octubre del año 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 estructura energética, características y consumo interno de cada país. Se establece la venta de crudo o productos refinados pagaderos en un plazo de hasta 15 años, un período de gracia de hasta dos años y, una tasa de interés anual de 2%.

Por otra parte, 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.

Convenio Integral de Cooperación (CIC)

El 30 de octubre de 2000 se suscribe el convenio entre Cuba y Venezuela, que establece la venta de crudo por parte de Venezuela, de hasta 92 MBD, bajo el esquema de financiamiento mixto de corto y largo plazo.

Acuerdo de San José (ASJ)

Iniciado el 3 de agosto de 1980, con el objetivo 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 anualmente. En el marco del acuerdo, México y 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.

A continuación se presentan los volúmenes de suministro de hidrocarburos, en el marco de los acuerdos de cooperación energética suscritos entre Venezuela y los países del Caribe, Centroamérica y Suramérica.

VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN AÑOS 2008 Y 2007				
Detalle por país de destino (MBD)	2008		2007	
	Cuota	Suministro	Cuota	Suministro
Petrocaribe				
Antigua y Barbuda	4,4	0,5	4,4	1,5
Belice	4,0	0,5	1,0	0,4
Dominica	1,0	0,4	1,0	-
Granada	1,0	0,8	1,0	0,2
Guatemala	20,0	-	-	-
Guyana	5,2	3,9	5,2	1,8
Haití (1)	14,0	8,5	14,0	-
Honduras	20,0	3,4	-	-
Jamaica	23,5	24,2	23,5	24,6
Nicaragua (1)	27,0	15,3	27,0	4,7
República Dominicana	30,0	27,2	50,0	22,9
San Cristóbal y Nieves	0,7	0,6	0,7	-
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	5,3	8,2	5,2
Paraguay	18,6	8,7	18,6	-
Uruguay	43,8	12,1	43,8	20,0
Convenio Integral de Cooperación				
Argentina	35,2	23,8	24,7	15,3
Cuba	92,0	93,3	92,0	91,5
Acuerdo de San José				
Barbados	1,6	-	1,6	-
Costa Rica	11,0	7,6	11,0	11,0
El Salvador	1,0	-	1,0	1,0
Guatemala	12,0	0,2	12,0	-
Haití	6,5	0,7	6,5	0,6
Honduras	5,0	0,9	5,0	1,7
Jamaica	7,0	-	7,0	-
Nicaragua	7,1	-	7,1	1,3
Panamá	4,0	1,8	4,0	-
República Dominicana	24,8	-	24,8	-

(1) Países con condiciones de suministro y financiamiento del ALBA.





VI. Nuevos Negocios



VI. Nuevos Negocios

1. Empresas de Propiedad Social

Para finales del año 2008, la gerencia de empresas de propiedad social evolucionó hacia otro modelo de organización el que se denominó Gerencia Corporativa Empresas de Propiedad Social, con la finalidad de profundizar líneas estratégicas de acción, contenidas en el Plan Siembra Petrolera, que garanticen 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 Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social se encuentra abocada básicamente al trabajo de reorganización y redefinición de sus objetivos en función de los nuevos lineamientos recibidos de

PDVSA, en el sentido de enfatizar el desarrollo de unidades productivas de naturaleza socialista. Esto implica articularse, estrechamente, con las comunidades organizadas para aprovechar las capacidades productivas potenciales y alinearlas con los planes del Estado, al mismo tiempo propiciar sinergias dirigidas a optimizar las posibilidades de servicios a la población en diferentes áreas, incluyendo el desarrollo agroalimentario.

La concepción de Empresas de Propiedad Social (EPS) representa el objetivo fundamental del nuevo modelo que se desarrollará, para su sustentabilidad, el cual supone un esfuerzo de alta planificación en conjunto con los negocios de PDVSA, tanto los de

naturaleza operacional propiamente dichos, como aquellos dirigidos a las áreas sociales: PDVAL, PDVSA Agrícola, PDVSA Industrial, PDVSA Servicios, PDVSA Desarrollos Urbanos, entre otros.

PDVSA ha instruido a la Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social (GCEPS), para que además de promover, apalancar, fortalecer, adiestrar y acompañar al nuevo modelo de EPS, con particular acento en la Propiedad Social Indirecta, se aboque a la inserción laboral de los egresados de las misiones educativas.

Objetivos Estratégicos de la Gerencia Corporativa de Empresas de Propiedad Social:

- Promover y desarrollar EPS en articulación con los consejos comunales.
- Estimular en los trabajadores del sector petrolero la formación sociopolítica socialista y el concepto del trabajo voluntario.
- Implantar el programa EPS en todos los negocios y filiales de PDVSA.
- Sustituir empresas mercantiles por EPS.
- Estimular la creación de EPS a través del Estado, articulando operaciones de PDVSA con Gobernaciones y Alcaldías.
- Consolidar la Misión Ribas Técnica dirigida a formar Técnicos Medios Petroleros.
- Coordinar procesos de la Misión Ribas Productiva.
- Insertar en procesos laborales a los egresados de las misiones educativas.

Dentro de los elementos y actividades realizadas en el año 2008 por las EPS se mencionan los siguientes:

- Registro de Empresas de Propiedad Social (REPS): El registro de EPS, ha sido conceptualizado como un elemento del Programa EPS, en la medida que

suscribe el compromiso de responsabilidad social de las empresas contratistas y proveedores, tanto mercantiles Promotoras de Empresas de Propiedad Social (PEPS) como cooperativas Empresas de Propiedad Social (EPS). Parte de los recaudos exigidos incluye la suscripción del citado programa. A tal efecto, al cierre de 2008, se han inscrito en el REPS 11.376 empresas, de las cuales 6.126 son mercantiles (PEPS) y 5.250 son cooperativas (EPS).

La distribución geográfica de las 5.250 EPS inscritas al 31 de diciembre de 2008, está constituida por 1.963 EPS en la región occidental, 1.222 EPS en la región central y 2.065 EPS en la región oriental.

- En cuanto a las 6.126 PEPS, la distribución es la siguiente: 2.199 en la región occidental, 2.087 en la región central y 1.840 en la región oriental. Se destaca un crecimiento sostenido de las unidades productivas inscritas, logro alcanzado a través de la promoción y asesoramiento de las Gerencias Regionales de EPS.
- El Fondo Social aporte y aplicaciones: Para febrero de 2008, según resolución emanada de la Junta Directiva de PDVSA, se elimina el elemento de la Oferta Social. Este porcentaje de compromiso de responsabilidad social suscrito en el Programa EPS se integró al elemento del Fondo Social, elevando de este modo, los niveles de aportes de las empresas mercantiles (PEPS) y cooperativas (EPS). Para el cierre de 2008, el Fondo Social presenta una recaudación acumulada de 584 millones de dólares entre EPS y PEPS; estos recursos son destinados las necesidades en las comunidades. Para finales de 2008 se han otorgado 501 millones de dólares.
- En el elemento de promoción, desarrollo y acompañamiento de EPS para el año 2008, se

demonstró que los procesos de formación estuvieron concentrados en las capacitaciones técnicas-económicas y socio-organizativas, de las Empresas del Programa EPS, basado en el gran esfuerzo que realizaron las Gerencias Regionales a través del proceso de acompañamiento horas/hombre (H/H) que se invirtieron en apoyar a dichas empresas.

- Proyectos de estímulo al Desarrollo de las Capacidades Nacionales: Su objetivo es emprender un plan que apunte al logro de un desarrollo productivo sostenible, creando empresas de mediana y alta complejidad que, a su vez, promuevan la transferencia del conocimiento a fin de crear un tejido industrial sólido, competitivo y funcional, que pueda ser adherido a otros sectores industriales del país.
- Empresas de propiedad socialista de base tecnológica (ESBT): Proyecto tecnológico de vanguardia que apunta hacia la materialización del Proyecto Nacional Simón Bolívar, para fomentar la ciencia y la tecnología al servicio del desarrollo nacional del sector químico y, reducir las diferencias en el acceso al conocimiento, apoyándose en las relaciones institucionales para la ciencia, la tecnología y la innovación. El proyecto está enfocado hacia la formulación de productos químicos nacionales que son empleados en los sectores medulares de la Corporación, bajo el modelo de empresas de propiedad social. En tal sentido y basados en esta nueva visión, se reestructuraron los proyectos de Plan Nacional del Plástico e Insumos Químicos, fusionándolos bajo este nuevo proyecto.

Dentro de las actividades más resaltantes se presentan las siguientes: Incorporación de la Gerencia de Apoyo Tecnológico de las EPS de INTEVEP (ATEPS-INTEVEP), elaboración del informe técnico preliminar de los productos químicos más requeridos por las operaciones petroleras jerarquizados por

su importancia. Activación del Consejo Consultivo de la mesa de químicos en INTEVEP con participación de la GCEPS como miembros capacitados para la toma de decisiones. Identificación de necesidades y desarrollos de productos químicos de la industria petrolera. Elaboración de una publicación por parte del Ministerio del Poder Popular para la Ciencia, Tecnología e Industrias Intermedias sobre las EPS como organizaciones técnico productivas para fortalecer la red de proveedores nacionales de la industria petrolera venezolana.

- Planta refinadora de aceites usados: Garantizar el equilibrio de los ecosistemas mediante el diseño e implantación de un sistema para el aprovechamiento integral de los aceites usados que promueva la participación de empresas de propiedad social. Entre las actividades más relevantes se citan: recolección y disposición de aceites usados y estudio de análisis técnico-económico de la planta de lubricantes Cark Oil, C.A.
- Sistematización de una base de datos para los vencedores egresados de la Misión Ribas y Programa EPS: Proyecto encargado de desarrollar una herramienta tecnológica automatizada denominada Sistema de Gestión de Programa de EPS (SIGEPS) para la captura, emisión y mantenimiento de los elementos del Programa de EPS y, el perfil de los egresados de la Misión Ribas para su posterior inserción laboral.
- Esquema de propiedad socialista de extracción y producción petrolera: Con base en los nuevos lineamientos de la Gerencia, este proyecto constituye una reestructuración de los proyectos de Plataforma Deltana y Pozo Venezolano. El nuevo objetivo es visualizar aquellos procesos de negocio en la cadena extractiva de hidrocarburos, que pueden ser desarrollados para fortalecer las capacidades productivas, tecnológicas y sociales del tejido nacional de la industria petrolera bajo el concepto de EPS.

- Proyectos del convenio CVG-PDVSA: Conjugar esfuerzos para la identificación y desarrollo de oportunidades en los negocios de Exploración y Producción y refinación, abarcando aspectos de transferencia tecnológica que favorezcan tanto a la Corporación Venezolana de Guayana (CVG) como a PDVSA. Los esfuerzos más resaltantes fueron: a) Proyecto de Brea y Coque para Ánodos de Aluminio, b) Proyecto de Tofa y Limonita, c) Proyecto de ORIMATITA®, d) Realizado memorando de entendimiento entre PDVSA Industrial-CVG Ferrominera Orinoco, C.A. para el desarrollo y construcción de una planta para la producción del densificante ORIMATITA® a partir de hermatita natural.
- Misión Ribas Técnica: En agosto de 2007 nace la Misión Ribas Técnica, con la finalidad de formar a los bachilleres integrales, vencedores egresados de la Misión Ribas, como Técnicos Medios Petroleros en diferentes especialidades para su inmediata inclusión en el desarrollo del Plan Siembra Petrolera.

El Programa Ribas Técnica inició el proceso de formación de Técnicos Medios Petroleros en una primera etapa, y no Petroleros en etapas posteriores; por lo tanto, el equipo de dirección está coordinando las seis primeras especialidades petroleras. La primera etapa se formalizó y consolidó con representantes de PDVSA, para asegurar las competencias técnicas y garantizar la calidad y cumplimiento de objetivos académicos tanto en el componente de formación general como en el componente de formación ciudadana. A tal efecto, se constituyó una Dirección colegiada a nivel nacional y otras a nivel de cada región, con la finalidad de integrar y disciplinar todos los esfuerzos en un mismo sentido de dirección.

Durante septiembre de 2008 se iniciaron las clases introductorias en el Programa Ribas Técnica a nivel



nacional, orientado básicamente a instruir durante las primeras ocho semanas contenidos fundamentales que servirán como base a los estudios subsiguientes.

Este programa se inició con un total de 23.389 vendedores egresados de la Misión Ribas, en su mayoría provenientes de los sectores más excluidos en las regiones petroleras de Venezuela y corresponde a la primera cohorte de un universo aproximado de 300.000 Técnicos Petroleros que se ha previsto demandará el Plan Siembra Petrolera.

El Programa Ribas Técnica está bajo la responsabilidad de PDVSA, coordinado por la Gerencia Corporativa de EPS y de Recursos Humanos, dirigido a la formación de Técnicos Medios Petroleros y no Petroleros en correspondencia con la demanda del Plan Siembra Petrolera.

El programa Ribas Técnica consta de las siguientes etapas:

- Fase I: Perforación, Operador de Producción de Petróleo y Gas, Mantenimiento Mecánico, Electro Instrumentación, Refinación y Soldadura.
- Fase II: Construcción Civil; Construcción Naval; Petroquímica; Agropecuaria; Transporte y Distribución de Gas.
- Fase III: Planificación, Administración y Dirección de Empresas Socialistas.

2. Empresas del Sector Petrolero

a. PDVSA Industrial

Filial de PDVSA creada el 27 de diciembre de 2007 con el propósito general de desarrollar la capacidad industrial del país, impulsando proyectos estratégicos que atiendan la demanda del Plan Siembra Petrolera y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, lo cual permite dejar atrás el tradicional modelo de dependencia tecnológica transnacional,

además de crear las bases de una industria nacional con cultura ambiental, generadora de bienes y servicios con calidad y tecnología de vanguardia, satisfaciendo requerimientos en los sectores estratégicos del país, con capacidad para consolidarse en los mercados nacionales e internacionales.

Como principios organizacionales, PDVSA Industrial tiene definido crear, promover, desarrollar, y consolidar la nueva generación de industrias destinadas a suministrar equipos, materiales y tecnología en los sectores productivos y estratégicos, impulsando la transformación industrial de la Nación, aplicando modelos de asociación orientados a conformar empresas de economía social con capital nacional y mixto, utilizando con efectividad y transparencia los potenciales recursos nacionales, aplicando la innovación y creatividad para implantar tecnologías de punta y obtener los mejores estándares de calidad mundial orientados hacia la distribución equitativa de riqueza en la población venezolana.

Proyectos en marcha

- **Industria China Venezolana de Taladros, S.A.:** de capital mixto, conformada junto con China Petroleum Technology & Development Corporation (CPTDC) la cual se ubicará en el estado Anzoátegui en Venezuela, promoviendo el desarrollo del sector con un proyecto de vialidad e infraestructuras modernas, proyecto estructural que apalanca otros subproyectos metalmecánicos industriales. Tiene como objetivo fabricar y ensamblar hasta 20 taladros anuales de diversos tipos y capacidades que van desde 750 Hp hasta 3.000 Hp, con fuerza hombre operacional y tecnología china, con la finalidad tanto de consolidar nuestra soberanía operacional, como asegurar la transferencia tecnológica a nuestro país.

Para el año 2009, se tiene previsto el arranque de la primera fase de la planta, que incluye la construcción de las facilidades requeridas para el ensamble y prueba de taladros de perforación y, la llegada de los primeros ocho taladros procedentes de la nación asiática, mediante convenios de cooperación suscritos entre ambos países.

- **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 exportación. En su primera fase, estimada para 2009, incluye el inicio de construcción de las siguientes fábricas: 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 2011, se contempla la implantación de las fábricas de Vehículos a Gas para Carga y Transporte Masivo (5 mil Unidades/Año), Compresores y Surtidores (90 Compresores y 190 Surtidores/Año). Culminado el proceso de adquisición de las instalaciones donde será implantada la fábrica de equipos de conversión vehicular.

- **Empresa Estatal de Densificante Orimatita®**, integrada por PDVSA Industrial y Ferrominera Orinoco, filial de la Corporación Venezolana de Guayana (CVG), para la producción de orimatita, producto desarrollado por INTEVEP con hematita natural, utilizado para densificar lodos de perforación facilitando la explotación de los hidrocarburos.

- **Fábrica de Tuberías de Pequeños Diámetros**, con la puesta en marcha del proceso de refacción y acondicionamiento de las instalaciones del Complejo Industrial SIDEROCA-PROACERO (estado Zulia) para la implantación en sus instalaciones, de un tren de procesos con capacidad para la producción de 120 MTM/año de tuberías 2 3/8 y

7 pulgadas de diámetro.

- **Fábrica de Tuberías de Grandes Diámetros**, contempla dos subproyectos, el primero se refiere a la modernización de la Planta HELVESA y ampliación de su capacidad con el montaje de un nuevo tren de fabricación de tubería con costura helicoidal. El segundo, contempla el montaje de una planta para la fabricación de tubería de líneas de grandes diámetros con costura longitudinal. De esta manera, se estaría garantizando la continuidad laboral y la generación de nuevos empleos.

- **Fábrica de Tuberías de Producción y Revestimiento (OCTG sin costura)**, cuyo alcance estimado es la instalación de una planta de fabricación de tubería de producción y revestimiento (OCTG sin costura) en diámetros 2 3/8 hasta 13 3/8 pulgadas y, espesores desde 0,25 hasta 0,50 pulgadas con una capacidad aproximada de producción de 400 MTM/año. Su importancia está en la erradicación del monopolio existente en el mercado nacional en la producción, ahorro por concepto de importación de tubería OCTG y/o demanda de emergencia no cubierta localmente y la generación de empleos directos e indirectos.

- **Fábrica de Sistemas de Bombeo Electrosomergible**, firmados memorandos de entendimiento con las empresas rusas Borets Company LLC y Anlas, para la construcción de una planta de fabricación de 400 bombas electrosomergibles anuales, para reducir la importación de productos terminados y semiterminados.

- **Fábrica de Mechas de Perforación de Pozos**, firmado el convenio de asociación con la empresa rusa Volgaburmash JSC para la construcción de una planta que fabrique 3 mil mechas PDC por año, para la perforación de siete mil pozos en cinco años. Comprende en su primera fase, el ensamble de mechas tricónicas (500 unidades). La segunda fase contempla la fabricación de insumos para mechas de PDC (diamantes indus-

triales, inserto de carburo de tungsteno, boquillas, entre otros), además de la fabricación de mechas tricónicas. El inicio de este proyecto fue en junio de 2008 y se estima culminar la segunda y última fase en diciembre de 2010. Su finalidad es abastecer los requerimientos operacionales actuales y futuros de la industria petrolera nacional, con miras a la exportación hacia países latinoamericanos.

- **Complejo Industrial Maderero Libertadores de América (CIMLA)**, junto con CVG Productos Forestales de Oriente, C.A. (CVG-Proforca) y Desarrollos Urbanos, S.A. (Ducolsa), estaría 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. Su importancia radica en:

1. Asegurar la soberanía sobre las reservas forestales del país.
2. Generar materia prima renovable y creación de un pulmón vegetal en la FPO.
3. Dar valor agregado a sabanas de baja fertilidad.
4. Diversificar industrial y económicamente al país.
5. Generar empleos y disponibilidad de viviendas dignas.
6. Promover la independencia tecnológica.
7. Poseer rentabilidad independiente.

- **VIETVEN Iluminaciones S.A. (fábrica de bombillos ahorradores)**, registrada el 17 de noviembre de 2008, de capital mixto entre PDVSA Industrial, y la empresa vietnamita Dien Quang (DQJSC), constituida por tres plantas, una de las cuales está localizada en la Península de Paraguaná, estado Falcón. Impulsando la revolución energética, garantizará la disponibilidad de bombillos ahorradores, con un 70% de ahorro en el con-

sumo de energía eléctrica. La capacidad máxima de cada una, será de 74 millones de bombillos compactos ahorradores de energía anuales. En la primera etapa prevista para el año 2013 será la primera de su tipo en nuestro país y permitirá la creación de 400 empleos directos durante su construcción, llegando a 1.200 empleos durante su total puesta en operación.

Culminada la construcción del edificio administrativo de la fábrica con fuerza laboral de la zona, trabajando 24 horas/día, generando más de 250 empleos directos y, 600 indirectos.

- **Fábrica de Envasado y Empaquetado de Alimentos**, entre PDVSA Industrial y la empresa española RC2 Ingeniería y Diseños S.L. se conformó RC 2.008 Venezolana Plástica, S.A. una empresa de capital mixto 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 mediante el proceso de inyección y soplado, fabricación de tapas de botella mediante el proceso de inyección, empaquetado de alimentos sólidos (granos y polvos) y, envasado de aceite comestible, con el fin de abastecer los centros de distribución de alimentos de PDVAL. Esta empresa persigue el impulso del sector manufacturero plástico en Venezuela, la sustitución de importaciones y la independencia de la industria privada, con miras al logro de la soberanía tecnológica, lo cual está contemplado en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

- **Fábrica de Galpones Bajo Tecnología Ultimate Building Machine (UBM)**, cuyo 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, con el fin de contribuir a los planes de desarrollo de las filiales PDVSA Industrial, PDVSA Servicios

y, PDVAL. Su ubicación, se encuentra en la zona industrial Los Mesones, estado Anzoátegui, lugar donde se ubicará la futura sede de Plantas Móviles de Venezuela, C.A. (PMVCA).

- **Planta de Ensamblaje de Módulos Solares**

Fotovoltaicos, para transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el ensamblaje de módulos solares lo cual permitirá al Programa Sembrando Luz del MENPET la electrificación de comunidades rurales y áreas estratégicas en el ámbito 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 y, al mismo tiempo se incrementa la generación de empleos directos e indirectos con la articulación de las Misiones Robinson, Ribas y Sucre, y se estimula la participación del sector universitario y científico en el desarrollo de nuevas tecnologías en energías alternativas.

- **Planta de Ensamblaje de Metrocontadores**

Digitales de Energía Eléctrica, con una capacidad para ensamblar un máximo de 550.000 contadores de energía al año, distribuidos entre medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos residenciales, se efectuará la construcción de una Planta de Ensamblaje de Contadores Digitales de Energía, en la zona industrial de la ciudad de Carora, estado Lara, con la finalidad de suplir la demanda de contadores de energía a nivel nacional lo cual permitirá el registro de energía eléctrica de uso residencial. La tecnología y transferencia tecnológica corresponde a la empresa CHINT de China, con la asesoría de representantes de la Unión Nacional Eléctrica de Cuba. Con esta iniciativa se contribuye al fortalecimiento de la independencia tecnológica de la nación en la

producción de equipos para el sector eléctrico, desconcentración del sistema de producción industrial del eje norte costero y creación de un polo de desarrollo tecnológico en el municipio Torres del estado Lara.

- **Fábricas Socialistas de Software**, dentro del marco de la IX Comisión Mixta Cuba-Venezuela realizada en Caracas, el 12 y 13 de diciembre 2008, se firmó el Memorando de Entendimiento para la creación de la Empresa Socialista de Capital Mixto Guardián del ALBA, S.A. para impulsar el desarrollo de ingeniería, diseño, planificación, formación del talento humano, pruebas, certificación, implantación y puesta en servicio de soluciones tecnológicas integrales en las áreas de automatización, informática y telecomunicaciones en ejecución de actividades relacionadas con la instalación de fábricas socialistas de software. Con ello, se logrará la sustitución de pagos a empresas transnacionales y capitalistas nacionales por licenciamiento, servicios y soporte técnico; así como también incorporar al pueblo organizado en actividades de producción de tecnología, para satisfacer la demanda de soluciones y aplicaciones, en tiempo y en calidad.

b. PDVSA Servicios

La filial fue constituida en fecha 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, registros eléctricos, fluidos de perforación, cementación y estimulación mediante 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.

Su dirección está enfocada hacia el logro de una empresa de economía social reconocida por su alto

desempeño en el aspecto operacional, ambiental, con una sólida cultura de seguridad y altos estándares de calidad, en el suministro de servicios petroleros de exploración y producción, alineada con la orientación estratégica del país.

Tiene como objetivo general suministrar servicios especializados en los negocios petroleros de exploración y producción en operación y mantenimiento de taladros, entre los cuales están:

- Perforación de pozos de crudo y gas.
- Rehabilitación de pozos de crudo y gas.
- Servicios a pozos de crudo y gas.
- Registros eléctricos y servicio direccional.
- Sísmica exploratoria y de producción.
- Fluidos de perforación y completación.
- Cementación y estimulación de pozos de crudo y gas.

Asimismo, se proveen otros servicios conexos, dirigidos a empresas nacionales e internacionales del sector, para promover la consolidación de la soberanía tecnológica, incrementando el valor agregado nacional, aplicando principios éticos, y morales que satisfagan las necesidades humanas de nuestro pueblo, potenciando el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

Acciones estratégicas del negocio:

- Soberanía operacional: garantizar que un volumen estratégico de la actividad de perforación dependa completamente de PDVSA, en lugar de depender, en su totalidad, de contratistas privadas y/o internacionales.
- Uso y manejo de taladros propios: recuperación de los equipos propios cedidos a terceros en contratos de labor y mantenimiento, con el fin de disminuir la vulnerabilidad en los procesos e

incrementar la vida útil de los equipos; así como consolidar la soberanía operacional.

- Recurso Humano: permite cubrir la demanda de personal propio para los equipos de PDVSA. De esta manera se obtiene la confiabilidad y soberanía en las operaciones, se potencian las capacidades profesionales de los trabajadores y se salda la deuda social con los trabajadores venezolanos afectados por la tercerización.
- Independencia tecnológica: orientada a la consolidación y conformación de empresas mixtas para fomentar el desarrollo de nuevos productos tecnológicos que optimicen los procesos operacionales.
- Beneficios a la comunidad: creación de nuevas ofertas de trabajo basados en la formación y capacitación en oficios específicos en mantenimiento y operación de taladros, servicios de transporte y, suministro de alimentos.

PDVSA Servicios ha impulsado de forma sistemática las acciones estratégicas necesarias para disminuir la alta vulnerabilidad operacional, empezando por las áreas medulares como son los taladros de perforación, Ra/Rc y servicios, la migración y organización de nuestro recurso humano, revisión y optimización de las estructuras de costo, revisión y mejoramiento de los procesos operacionales, cuantificación, seguimiento y validación de pasivos, entre otros. Actividades que están en fases iniciales y que se consolidarán durante los años 2009-2010 y que esto ha permitido la obtención de los siguientes resultados:

• Taladros:

Acuerdo de adquisición de 13 taladros: Se recibieron 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 PDV-SA Petróleo, de los cuales seis taladros iniciaron operaciones y siete taladros están en proceso de ensamblaje y certificación.

• **Adquisición de Equipos Propios:**

Existe un plan de adquisición de equipos propios 2009-2012, en estrecha relación con PDVSA

Industrial, el cual alcanza un total de 35 taladros en un período de cuatro años. Dichos equipos se negociaron a través de la empresa CNPC y serán ensamblados en Venezuela.

El suministro de equipos a través de PDVSA Industrial, se visualiza en la tabla que sigue:

PLAN DE ADQUISICIÓN DE TALADROS									
DISTRITOS	2009		2010		2011		2012		TOTAL
	Cantidad	Potencia (hp)	Cantidad	Potencia (hp)	Cantidad	Potencia (hp)	Cantidad	Potencia (hp)	
Tomoporo	1	2.000	2	3.000	2	3.000	2	3.000	8
	-	-	-	-	-	-	1	1.500	
Maracaibo	-	-	-	-	1	1.000	-	-	1
Tía Juana	-	-	-	-	1	750	-	-	1
Distrito Norte	-	-	1	3.000	1	3.000	2	3.000	5
	-	-	-	-	-	-	1	2.000	
Anaco	-	-	1	1.500	-	-	1	1.500	2
Morichal	1	1.500 *	2	1.000	1	1.500	1	1.500	7
	1	1.000 **	-	-	-	-	1	1.000	
San Tomé	1	1.500	-	-	1	1.000	1	1.500	5
	2	750 **	-	-	-	-	-	-	
Boyacá	1	1.000 **	-	-	1	1.000	-	-	2
Barinas	1	2.000	1	2.000	1	1.000	-	-	3
Apure	-	-	1	1.000	-	-	-	-	1
TOTAL	8		8		9		10		35

* Moduart

** Auto Propulsado

Resto: Piramidal



• **Incorporación de Taladros Contratados:**

En el año 2008 se implementaron estrategias que permitieron, en 10 meses solamente, la incorporación de 33 taladros que potenciarán los planes de explotación establecidos por los diferentes negocios de PDVSA.

En la actualidad, se tiene un balance que alcanza un total de 181 equipos operativos y 15 en pre-arranque que, sumados a los 54 equipos propios por recuperar y tres equipos contratados en condición no operativa, representan un gran total de 253 taladros, como se muestra a continuación:

TALADROS PROPIOS Y CONTRATADOS				
Taladros	Operativos	No operativos	Pre-arranque	Total
Propios	50	54	11	115
Contratados	131	3	4	138
Total	181	57	15	253



Haciendo una evaluación entre los equipos operativos del año 2008 vs. 2007, observamos un incremento de 26 taladros, de los cuales ocho corresponden a equipos propios y, 18 a contratados. Seguidamente se observa la data en tabla comparativa por región:

TALADROS OPERATIVOS						
Taladros Operativos	2007			2008		
Región	Contratado	Propio	Total	Contratado	Propio	Total
Centro Sur	7	-	7	12	-	12
Internacional	-	-	-	2	-	2
Costa Afuera	-	-	-	1	-	1
Occidente	28	31	59	25	43	68
Oriente	79	10	89	92	6	98
TOTAL	114	41	155	132	49	181



Puesta en operación del Barco Taladro Neptune Discoverer (BND-01): en cuanto a las operaciones en la División Costa Afuera, cabe resaltar el esfuerzo realizado para la contratación y puesta en operación del barco taladro Neptune Discoverer (BND-01) el cual ancló en costas venezolanas en el campo Dragón correspondiente a la Base Carúpano el día 11 de junio de 2008 y cuya operación empezó el día 16 de junio de 2008. Actualmente este barco continúa con la perforación del pozo DR4A, resaltando que es la primera experiencia que se tiene en este tipo de actividad.

Contratación de la Unidad de Perforación Semisumergible Aban Pearl: durante el mes de agosto de 2008 se incorporó la unidad semisumergible Aban Pearl y el equipo auxiliar ROV, a través de la contratación de la empresa Petromarine Energy Services Ltd. Dicho equipo se utilizará para el proyecto de construcción y rehabilitación de pozos en el área

Costa Afuera de Venezuela, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2008-2013.

• **Asociaciones con Terceros:**

Empresa Mixta Sísmica Bielovenzolana, S.A.: actualmente se está llevando a cabo el Proyecto Sísmico Boyacá 07G 2D, el cual se encuentra en fase de perforación y adquisición de data. Actualmente dispone de cinco camiones vibradores y equipos de grabación sísmica para ejecutar el proyecto.

Dentro del contrato de entendimiento firmado entre PDVSA y la empresa Estatal Única Unión de Empresas Productoras Belorusneft se contempla la cooperación para aumentar la capacidad productiva y la cadena de valor asociada; así como la transferencia tecnológica, adiestramiento del personal venezolano para la operación de equipos, mantenimiento preventivo, fabricación, ensamblaje y diseño de las instalaciones y fábricas en suelo venezolano.

Es importante mencionar, que esta empresa mixta maneja otros proyectos de sísmica 2D y 3D, los cuales se mencionan a continuación: Cariñas Este 06G 3D; Cariñas Oeste 06G 3D; Yopales Central Yopales Sur 07G 3D; Yopales-Budare Sur 07G 3D y, Pinar del Río 07G 2D, Aguas Someras (Cuba).

• **Actividad Internacional:**

Recuperación y reactivación de dos taladros (CPV-16 y CPV-23) y movilización de un taladro nuevo de 2.000 Hp (PDV-08): durante el año 2008 fueron enviados a la República del Ecuador para apalancar los planes operacionales y de desarrollo de Petroecuador, los Taladros CPV-16 y CPV-23, en función de acuerdo firmado entre la empresa Petroproducción (Filial de Petroecuador) y PDVSA Servicios.

Con respecto al Taladro PDV-8: será utilizado para llevar a cabo el Plan de Exploración que contempla incrementar reservas de gas y condensado en el área tradicional petrolera de Bolivia, en los campos Cañada, Itaguazurenda y Ovai. Actualmente el taladro está en fase preoperativa para iniciar mudanza a la localización VBR-34D del campo Víbora y se estima iniciar operaciones en el año 2009.

Los ingresos percibidos por las operaciones de estos taladros, en esta primera etapa, estarán destinados a cubrir el impacto de la inversión inicial y, en el mediano plazo, apalancar las operaciones en Ecuador y Bolivia.

Facilitados dos Top Drive's: bajo el Convenio Marco Cupet-PDVSA, recientemente fueron facilitados dos Top Drive's (equipo de alta tecnología que conforma el taladro, lo cual permitirá optimizar los tiempos de perforación) con el fin de apalancar las operaciones de exploración y producción en Cuba. Se estima el arribo de estos equipos en el año 2009.

Proyecto Sísmico Lliquimuni 08G-2D: contempla la adquisición de 1.100 Km lineales de sísmica bidimensional, abarcando un área aproximada de 2.500 Km², con un tiempo de ejecución de 12 meses, iniciando una etapa en la exploración y explotación de hidrocarburos en la provincia de La Paz. El área de impacto está ubicada en el Piedemonte Andino al norte de Bolivia abarcando los Departamentos de La Paz, Beni y, Cochabamba.

c. PDVSA Ingeniería y Construcción

Fue constituida en el año 2008. Su propósito fundamental es proveer y adecuar la infraestructura industrial y no industrial requerida por PDVSA, dentro y fuera del país, mediante la ejecución de proyectos estratégicos en todas sus fases. Esta filial prestará servicios de ingeniería, soporte a la procura, construcción, gerencia integral y asistencia técnica a los principales proyectos establecidos en el Plan Siembra Petrolera, Convenios de Cooperación Energética y programas de infraestructura social en áreas de influencia. Dicha actividad apalancará las metas operacionales y de producción establecidas a lo largo de la cadena de valor del negocio; así como también a la iniciativa impulsada por el Gobierno de Venezuela de contribuir a la seguridad energética, desarrollo socioeconómico, e integración de los países del Caribe, Centroamérica y, Suramérica.

La premisa fundamental en la ejecución de los proyectos será dinamizar el desarrollo endógeno e industrial del país, maximizar el uso del componente nacional y promover la generación de empleo, formación y capacitación del entorno comunitario. En este sentido, durante el año 2008 y como uno de los principales logros, PDVSA Ingeniería y Construcción, diseño e implantó una estrategia empresarial adaptada a las necesidades del Plan Siembra Petrolera, basada en la demanda de recursos de los

próximos años y orientada en darle viabilidad a la ejecución de los proyectos. Dicha estrategia prevé desarrollar el brazo ejecutor de los proyectos en un corto plazo y obtener las siguientes ventajas competitivas:

• **En el área de Ingeniería:**

Adquisición de una empresa de ingeniería nacional de primer nivel: disponibilidad a corto plazo de recursos, flexibilidad para subcontratación de estudios o asesorías de alta especialización, optimización de costos y tiempo y estandarización de la calidad de servicio.

Alianzas estratégicas con empresas de clase mundial con amplia experiencia en proyectos petroleros y gasíferos en tierra y costa afuera: vanguardia tecnológica, disponibilidad de estudios o asesorías de alta especialización y/o flexibilidad para su subcontratación y apalancamiento en la construcción de instalaciones industriales de envergadura.

Contratación de empresas nacionales, amplía la disponibilidad de servicios de inspección de campo y servicios de ingeniería de mediana y baja complejidad y/o especialización; así como también el apalancamiento de Empresas de Propiedad Social (EPS).

• **En el área de procura:**

Gerencia de Procura: gerencia integral de la procura, jerarquización de los requerimientos, definición de estrategias y planificación en conjunto con la filial de compras de materiales y equipos (Bariven) y el seguimiento y control de la procura.

Alianzas con proveedores nacionales: disponibilidad de recursos y materias primas para construcción y fabricación, minimiza costos y tiempos de entrega y apalancamiento del parque industrial.

• **En el área de Construcción:**

Empresa propia de construcción: disponibilidad a corto plazo de recursos, flexibilidad para subcontratación de estudios o asesorías de alta especialización y la optimización de costos y tiempo.

Adquisición de maquinarias y equipos especializados: disponibilidad de maquinarias y equipos especializados, ahorros de costos de alquiler, minimización de tiempo de espera y movilización de maquinarias.

Constructoras nacionales: ampliar la disponibilidad de servicios de construcción civil, mecánica, electricidad e instrumentación de alta, mediana y baja complejidad, y apalancamiento de EPS.

Alianzas y consorcios con empresas internacionales: extender el brazo ejecutor de la construcción a través de la flexibilidad para subcontratación, minimiza tiempos de contratación y asesoramiento y/o gerencia especializada en construcción de instalaciones de nuevas tecnologías.

En la actualidad PDVSA Ingeniería y Construcción provee con esfuerzo propio y a través de terceros servicios de ingeniería, soporte técnico, construcción y gerencia, a diferentes proyectos del Plan Siembra Petrolera, de carácter nacional e internacional, descritos a continuación: Visualización de Proyectos (manejo de sólidos y líquidos de los campos Carabobo y Junín, Desarrollo Socialista de la FPO, Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar en Nicaragua, Oleoducto Transoceánico de Nicaragua); Conceptualización de proyectos (Campo Carabobo I, Gas Natural Licuado Trenes I y II, Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz, Laboratorios Universidad Bolivariana de Venezuela en Güiría); Definición de proyectos (automatización de protección PAP, edificio facilidades portuarias

del Complejo Industrial Jose, sistema de agua de CIGMA, deshidratación-desalación EPM-2); implantación de proyectos (Planta de Distribución de Combustibles Acajutla en El Salvador, Planta de Fuel Oil Benjamín Zeledón en Nicaragua).

Adicionalmente PDVSA Ingeniería y Construcción apoyó a los diversos entes corporativos a través del soporte y asistencias técnicas, descritas a continuación: evaluación de la viabilidad del Plan Siembra Petrolera 2009-2021; análisis de constructibilidad al Proyecto Planta de Distribución de Combustibles Acajutla en El Salvador; estudio de ingeniería de valor, análisis de constructibilidad y medición del grado de definición del Proyecto EGCI-PGA; valoración de seguridad industrial al Proyecto Plantel de Fuel Oil Benjamín Zeledón en Nicaragua; apoyo técnico al desarrollo del Front End Engineering Design (FEED) de la Refinería de Kingston en Jamaica; elaboración y revisión de estimados de costos de proyectos a solicitud de los distintos negocios y filiales de PDVSA; revisión, validación y respaldo de los principales proyectos de PDVSA en función de los requerimientos del Comité de Planificación y Finanzas.

En el marco de los convenios de cooperación energética e integración de Suramérica, Centroamérica y el Caribe, PDVSA Ingeniería y Construcción se ha hecho presente a través de la asignación del recurso humano especializado en Gerencia de Proyectos con la finalidad de coordinar la ejecución integral de los siguientes proyectos: Refinería del Pacífico (Ecuador), Refinería Cienfuegos (Cuba) y, el Complejo Industrial El Supremo Sueño de Bolívar (Nicaragua).

d. PDVSA Desarrollos Urbanos

La política nacional de vivienda y hábitat ha sido transformada en el marco del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, se ha complemen-



tado la ampliación de las modalidades de construcción de viviendas, su masificación y su rapidez, con elementos como la participación ciudadana, la autoconstrucción y cogestión, la conformación de los espacios, infraestructuras y condiciones para el hábitat integral y el mejoramiento cualitativo y cuantitativo de la calidad de vida de la población.

La construcción de viviendas a nivel nacional va acompañada de la conformación de espacios aptos para la vida, lo cual indica que no se trata solamente de la construcción de viviendas, sino también de aquellas obras de infraestructura urbana que favorezcan el acceso a los servicios básicos, a las comunidades y salida de éstas hacia los espacios urbanos inmediatos; las condiciones para el desarrollo de actividades socio-productivas; espacios que favorezcan el uso de sistemas de transporte público o masivo y la creación de equipamientos que permitan minimizar el impacto de los desarrollos urbanos sobre el ambiente. PDVSA y la empresa Desarrollos Urbanos, S.A. (Dulcosa), han estado asumiendo parte de esta responsabilidad.

Bajo la nueva visión en lo administrativo y con una nueva política de vivienda surge en 2008 la nueva filial PDVSA Desarrollos Urbanos enmarcada dentro del nuevo rol de PDVSA como palanca del desarrollo social del país, y en específico en materia de vivienda y hábitat, en articulación con las líneas generales dirigidas desde el Ministerio del Poder Popular para las Obras Públicas y Vivienda (MOPVI).

Durante el 2008 se han alcanzando logros especialmente en la región occidental del país, con proyectos emblemáticos como el de dignificación revolucionaria El Marite en el estado Zulia y en la región capital el Proyecto de Construcción de Complejos Habitacionales Integrales en Montalbán.

3. Empresas del Sector Alimentos

a. PDVSA Agrícola

La creación de PDVSA Agrícola como filial de PDVSA se realiza en el año 2007. Su objetivo es impulsar el desarrollo endógeno territorial y social de las zonas rurales del país y, contribuir al logro de la soberanía alimentaria.

El año de la consolidación del plan de negocios de la filial fue el 2008, el cual quedó constituido por una cadena de proyectos estratégicos y estructurantes que apunta hacia la transformación del agro y agroindustria en Venezuela y cuyo núcleo fundamental lo constituyen los Complejos Agroindustriales de Derivados de la Caña de Azúcar dirigidos, además de la producción de etanol, para el uso en la mezcla de la gasolina destinada al mercado interno, a la producción de levadura forrajera, bagazo hidrolizado y mieles invertidas que constituyen insumos fundamentales en los proyectos de producción de carne y leche. Asimismo, los complejos agroindustriales de la caña de azúcar constituyen la esencia del desarrollo regional en los polígonos donde se encuentran localizados y, la vía de conversión de los modelos de producción actual hacia un nuevo modelo socialista. PDVSA Agrícola es una empresa socialista dirigida hacia obtener una máxima eficiencia técnica y económica sin explotación del hombre y, sus ganancias se distribuyen a través de los precios de venta de sus productos al consumidor, cuyos planes forman parte de la estrategia del Plan de Siembra Petrolera de PDVSA, en apoyo al Plan Nacional de Soberanía Alimentaria.

Durante el año 2008 se concretaron un grupo de acuerdos internacionales, entre los cuales se destacan:

- Convenio Cuba-Venezuela: se concretaron actividades relacionadas con la participación de

asesores cubanos en la producción de caña de azúcar y otros rubros agrícolas. Asimismo, se intensificaron las labores para la construcción agrícola e industrial de los complejos azucareros y de los derivados de la caña de azúcar.

- Contrato marco con la empresa mixta Constructora del Alba Bolivariana, C.A. (Cuba-Venezuela): para cubrir la construcción de los complejos agroindustriales de derivados de la caña de azúcar del primer escalón y, los centrales azucareros de Cojedes y Monagas.
- Contrato con la empresa DEDINI, S.A. Industrial de Base de Brasil (mayor fabricante a nivel mundial de destilerías completas de alcohol combustible de caña): ingeniería y suministro de las destilerías de los complejos del primer escalón (Cojedes, Portuguesa, Barinas y Trujillo).
- Acuerdo con el Instituto Cubano de Investigación y Desarrollo de la Caña de Azúcar (ICIDCA): para 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).
- Acuerdo con Empresa de Ingeniería y Servicios Técnicos Azucareros (TECNOAZÚCAR) de Cuba: para la preparación de la propuesta técnico comercial para tanto la ingeniería de detalles como para el suministro de la Planta de Torula.
- Convenio con la empresa Argentina Granja Tres Arroyos, S.A. Comercial Agropecuaria Financiera e Inmobiliaria: cuyo alcance se dirige a la participación y ejecución conjunta para el desarrollo e implantación del proyecto Complejo Integral Avícola Socialista (CIAS), el cual se encuentra en la fase de ingeniería y estudios preliminares, apuntando a una producción de 360 MT anuales de carne de pollo.
- Acuerdo con empresa China Heilongjiang Xinliang Grains & Oil Group Co; Ltd.: para la creación de una empresa mixta dirigida al desarrollo e implantación de proyectos agroindustriales en la FPO. Mejoramiento de suelos, desarrollo del cultivo de yuca, instalación de una planta para la producción de agroquímicos, producción de fertilizantes, exploración y producción de cal y, transporte de roca fosfórica para el mejoramiento de suelos.





Proyectos de PDVSA Agrícola

A continuación se mencionan los principales proyectos de la filial y los avances 2008:

- **Complejos agroindustriales de derivados de la caña de azúcar del primer escalón, en los estados Trujillo, Barinas, Portuguesa**

y Cojedes: En el año 2008 se completaron los movimientos de tierra de los cuatro complejos y se iniciaron los trabajos de fundaciones y drenajes. El avance de la adquisición de los equipos correspondientes a las plantas de jugo y servicios fue de 30%, habiéndose recibido en Venezuela un promedio de 10%. Asimismo el avance de la fabricación en Brasil de los equipos de las destilerías fue de 30%.

- **Complejos agroindustriales para la producción de azúcar, en los estados Cojedes y Monagas:** En el año 2008 se completó el movimiento de tierra del complejo de Monagas y se iniciaron las obras de fundaciones y drenajes de ambos complejos, alcanzándose un avance para finales del mismo año, de 24% en Monagas y 30% en Cojedes.
- **Complejos agroindustriales de derivados de la caña de azúcar del segundo escalón, en los estados Zulia-Mérida, Trujillo, Apure y Monagas:** En el año 2008 se seleccionaron y adquirieron terrenos para estos complejos y se dio inicio a la adquisición para la fabricación de los equipos de las plantas de jugo y servicio (Contrato con TECNOAZÚCAR). Asimismo, se dio inicio a los estudios previos para el movimiento de tierras.
- **Complejo Integral Avícola Socialista:** En el año 2008 se completó la conceptualización del proyecto (selección de tecnología y selección de sitios para los diferentes establecimientos avícolas). Se adquirieron los sitios a través de un Convenio con CVG Productos Forestales de Oriente, C.A. (CVG Proforca) y se inició la ingeniería y procura de los equipos y materiales del proyecto.

Plan de Producción Agroalimentaria

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, girasol, maíz,

sorgo, yuca, caraota y frijol) como resultado de la participación de pequeños y medianos productores abarcando tanto el proceso productivo y, la transformación hasta la comercialización de dichos rubros alimentarios.

El plan se ejecuta en trece polígonos o polos de desarrollo agrícola integral (para la producción de alimentos y derivados de la caña de azúcar y de la yuca), distribuidos en 10 estados del país: Portuguesa, Cojedes, Barinas (2), Trujillo (2), Mérida, Zulia, Monagas (2), Anzoátegui, Guárico y Apure, bajo diversas unidades agroecológicas y sistemas de producción.

En el año 2008 se sembraron 30.000 hectáreas de los siguientes rubros: 531 hectáreas de semilleros de caña de azúcar, 7.000 hectáreas de soya, 4.500 hectáreas de maíz amarillo, 3.720 hectáreas de sorgo, 352 hectáreas de arroz, 3.500 hectáreas de caraota, 8.347 hectáreas de frijol y 2.050 hectáreas de yuca. Asimismo se adquirieron 2.459 hectáreas de tierras propias y se inició el proceso de negociación de 12.443 hectáreas, las cuales se incorporarán al proceso productivo en el año 2009.

La estrategia contempla la visión integral de los sistemas de producción existentes, asociación con productores, asistencia técnica, comercialización y acompañamiento, apalancado por los recursos humanos, tierras propias existentes y los centros de insumos, servicios de apoyo a la producción y complejos agroindustriales en construcción, que se consolidaran en el período 2010-2014.

La producción de los rubros alimenticios antes mencionados contempla tanto el proceso productivo, como su transformación y comercialización; de forma tal que los productos finales puedan llegar a los consumidores a través de PDVAL y MERCAL.

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

Debido al desabastecimiento y acaparamiento de los productos principales de la cesta básica ocasionado por las empresas privadas, se instruye a PDVSA para crear una empresa distribuidora de alimentos; por lo tanto, en el año 2008 se constituye, la Productora y Distribuidora Venezolana, S.A. de Alimentos, S.A. (PDVAL) filial de PDVSA Agrícola, la cual en el corto plazo derrotó el acaparamiento, la especulación y contrarrestó los altos precios de los productos alimenticios, con la distribución inmediata de la cesta básica a precios regulados, en diferentes puntos de venta en todo el territorio nacional, atendiendo toda la cadena de comercialización, que incluye producción, transporte, almacenamiento, distribución y venta final, lo que se traduce en una reducción paulatina de las importaciones e impulso de la capacidad de producción nacional.

PDVAL es una empresa líder en la distribución de alimentos e insumos básicos para el hogar a nivel nacional, mediante la ejecución de procesos efectivos, eficaces y transparentes, alineados a estrategias nacionales de seguridad alimentaria, que conllevan al desarrollo endógeno de nuevas empresas productoras de alimentos, generando crecimiento de sectores productivos industriales, orientados hacia la consolidación del nuevo modelo productivo socialista.

De manera estratégica se ha incorporado a los Consejos Comunales en la distribución de los alimentos a través de los PDVALitos Comunales, e incorporando a la pequeña y mediana industria como proveedores de bienes y servicios, con la finalidad de minimizar la importación de alimentos de consumo masivo a nuestra sociedad según nuestro requerimiento y cultura alimenticia.



Plan Estratégico

- Para lograr la autonomía en la producción y distribución de grasas y aceites comestibles en la Red PDVAL se adquirieron las empresas: Industrias Diana, C.A., Palmeras Diana del Lago, C.A., Indugram, C.A. y Productos La Fina, C.A.; para ampliar la red de almacenaje se adquirieron las empresas: Inter Inversiones, S.A., Inversiones Toen, C.A., Inversiones Omega IX, C.A., Representaciones El Faraón, C.A. e Inversiones Omega VI, C.A.; y con el objeto de tener la gobernabilidad de la cadena de frío, PDVAL compra Centro de Almacenes Congelados, C.A. (CEALCO) con una capacidad disponible de 42.000 TM.
- Red de comercialización existente: Fortalecer la red de PDVALitos y PDVAles para garantizar la disponibilidad de los productos que conforman la cesta básica alimentaria.
- Ingeniería, procura y construcción PDVALitos y

PDVAles a nivel nacional: Incrementar el número de puntos de ventas para lograr un mejor alcance de distribución de alimentos a la población venezolana.

- Flota de vehículos de carga pesada: Aumentar el número de unidades de transporte para disminuir la dependencia de terceros en la distribución de alimentos, desde los puertos y unidades de producción nacional hacia los almacenes y puntos de ventas.
- Ampliar nuestra red de comercialización y auto-abastecimiento de los principales rubros alimenticios: se adquieren 35 instalaciones como edificaciones para puntos de ventas, terrenos, mataderos industriales y otros.
- Sector primario de producción: Apoyar el desarrollo de la producción primaria mediante la consolidación de núcleos de producción. Para el posterior procesamiento de alimentos, aumentó la



capacidad de producción nacional y disminuyó la importación de ciertos rubros alimenticios, con la finalidad de velar por la seguridad alimentaria de la población venezolana.

- Sector pesquero a nivel nacional: Apoyar a los pescadores artesanales a nivel nacional, propiciando su organización, donde PDVAL suministra embarcaciones de pesca, motores fuera de borda y, artes de pesca.

Principales Actividades Desarrolladas

1. Gerencia de Procura y Aprovisionamiento

Su objetivo principal es realizar las compras nacionales e internacionales coordinadas con Bariven de todos los rubros que se proveen en la red de acuerdo a las necesidades del país, recibiendo un total de 553.540 TM desglosados de la siguiente manera: 445.335 TM de importación de los principales rubros de la cesta básica (leche, azúcar, pollo, carne, caraoatas, entre otros) y, 108.206 TM de productos nacionales (harina de maíz, leche, azúcar, cereales, sardinas).

2. Gerencia de Almacenamiento

La utilización de almacenes localizados en el territorio nacional, es un factor primordial porque de ello dependerá la efectiva distribución de los alimentos. La selección del almacén corresponde a las características físico-químicas de los rubros y a la capacidad total de acopio. Al cierre del año se cuenta con un total de 499.358 TM de capacidad de almacenamiento, 440.775 TM para almacenamiento seco y, 58.583 TM para almacenamiento de frío.

3. Gerencia de Distribución

Se encarga de suministrar los productos adquiridos por PDVAL a todas las regiones; con respecto al

comportamiento de la distribución mensual, hubo un aumento progresivo en la distribución de productos lográndose un acumulado de 332.355 TM al final del año.

4. Gerencia de Infraestructura

Coordina la formulación y ejecución de las políticas, programas, planes y proyectos de desarrollo de infraestructuras, en lo concerniente a la red de almacenes, frigoríficos, HiperPDVAles, PDVAles, PDVALitos y otros, a fin de garantizar las condiciones óptimas de funcionamiento, en pro de la seguridad y soberanía alimentaria. En este sentido, durante el año 2008 se inició la adecuación, rehabilitación y recuperación de 153 inmuebles, con el fin de llevarlos a condiciones físicas óptimas para su funcionamiento como: puntos de ventas, almacenes, empresas productivas y otros. A final del año se culminaron 54 adecuaciones a nivel nacional.

5. Gerencia de Mercadeo y Ventas

Su objetivo principal es colocar los productos alimenticios a disposición de los consumidores en la red de ventas a nivel nacional, ubicadas de manera estratégica y de acuerdo con el tamaño de la población, ofreciendo productos de primera necesidad a precios regulados. A nivel nacional funcionan los siguientes puntos de ventas:

- 1.705 PDVALitos comunales habilitados.
- 1 PDVALito comunal construido.
- 10 PDVAles en estaciones de servicio PDV.
- 11 PDVAles mediante alianzas institucionales (Electricidad de Caracas, Instituto Nacional de Nutrición, ENELVEN, Fuerzas Armadas Nacionales y otros).
- 23 PDVAles red.
- 3 HiperPDVAles.
- PDVAL en 34 mercados municipales.
- PDVAL en 1.261 panaderías populares.

Durante el año 2008, se logró un ahorro promedio de 49% para los consumidores en los productos alimenticios vendidos por PDVAL, en comparación con el precio promedio de los mismos rubros de la red privada.

c. Grupo Lácteos Los Andes

El 14 de marzo de 2008, PDVSA compró la totalidad de las acciones del grupo de empresas Lácteos los Andes cuya actividad principal es la producción y distribución de productos lácteos, con el objetivo de atender el desabastecimiento de productos alimenticios de la cesta básica de los venezolanos. Esta empresa es la más importante pasteurizadora del país por volumen de producción y comercialización, la calidad de los 24 productos que manufactura y, la eficiencia en la prestación de servicios por distribuidores y vendedores; además de ser referencia nacional en cuanto a la higiene de sus procesos manufactureros.

El grupo de empresas lo integran 45 sociedades comerciales, Las principales son dos plantas procesadoras de leche cruda y productoras de derivados lácteos, néctares y jugos, una planta para quesos y mantequilla; así como también una comercializadora de leche cruda, tres centros principales de distribución y dos mini-holding de transporte y servicios. De estos últimos dependen cinco empresas recolectoras y una de transporte de leche cruda; además de 31 sociedades comerciales que se conectan con 44 centros de distribución propios y a ocho centros de distribución independientes, para un total de 52 centros de distribución que cubren el territorio nacional, los cuales se complementan en una cadena de comercialización con 1.017 vendedores, de los cuales 141 atienden las cadenas de supermercados; los restantes 876 son vendedores independientes. En general los productos de Lácteos Los Andes diariamente llegan hasta 45.000 puntos de ventas

al consumidor final; además de atender la red de distribución de PDVAL y MERCAL. La producción de la cesta de productos de Lácteos Los Andes alcanzó en el año 2007 a 246 MMLts y, en el año 2008 se elevó a 253 MMLts. Destaca el rubro de leche pasteurizada que se incrementó de 20.000 Lts/día, al momento de la adquisición accionaria, a un promedio de 174.000 lts/día, con una producción máxima en el mes de agosto de 212.000 Lts/día, cifras logradas por la gestión como empresa del Estado.

La empresa tiene registradas las marcas comerciales Los Andes, Frutel, Ella, Bio y, Cebú las cuales forman parte de su patrimonio. Las operaciones del grupo de empresas de Lácteos Los Andes emplean un total de 3.144 trabajadores, discriminados en 1.775 en las plantas y 1.369 en labores de distribución.

Se apoyó e incentivó la producción de rubros nacionales: como mango, guayaba, parchita y limón, con los cuales se formularon y desarrollaron nuevos productos, como papelón con limón, mango alegre y néctar de frutas tropicales; además, se desarrollaron otros 60 productos para su lanzamiento al mercado. Para el incentivo y apoyo técnico en la producción primaria de leche y otros rubros agrícolas se mantiene convenios con comunidades de pequeños productores, universidades nacionales y otros organismos de investigación.

En atención a programas sociales de apoyo a las comunidades adyacentes a sus principales centros de operación, Lácteos Los Andes procede al suministro diario del vaso de leche escolar para 12.000 niños y niñas de las escuelas bolivarianas ubicadas en Nueva Bolivia, estado Mérida y Cabudare, estado Lara, localidades donde están situadas las principales plantas de Lácteos Los Andes.

En el área de salud se acondicionó y se dotó de personal y equipos a la Sala de Rehabilitación Integral y el Centro de Diagnóstico Integral de Nueva Bolivia. En el área educativa se recuperó la planta física del Instituto Agrotécnico, se dotó de mobiliario y equipos a la Aldea Universitaria, así como a seis escuelas ubicadas en Nueva Bolivia y Caja Seca.





VII. Empresas del Sector Eléctrico



VII. Empresas del Sector Eléctrico

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. De acuerdo con instrucciones emitidas por el MENPET, las acciones de estas entidades del sector eléctrico, serán transferidas a su valor en libros al momento de la transacción. Actualmente PDVSA y el MENPET están completando una serie de formalidades legales para la transferencia de las entidades del sector eléctrico a CORPOELEC. La Corporación

sigue comprometida con el plan de transferencia y estima que este proceso culminará durante el primer semestre de 2009.

A continuación, un resumen de las operaciones de compra:

a. C. A. La Electricidad de Caracas

El 15 de febrero de 2007, PDVSA suscribió un acuerdo con The AES Corporation (AES) y su filial AES Shannon Holding, B.V. para la compra de su participación en C.A. La Electricidad de Caracas (EDC), equivalente a 82,14% de las acciones. De acuerdo con la legislación venezolana, para adquirir las acciones restantes en circulación, PDVSA realizó una oferta pública.

Entre el 8 de abril y el 8 de mayo de 2007, PDVSA realizó la oferta pública para adquirir hasta 17,86% de las acciones restantes en circulación de la EDC, por el equivalente en bolívares fuertes de 0,2734 dólares por acción (calculado a la tasa de cambio oficial para la venta de dólares, vigente en la fecha de cierre). Esto incluyó, paralelamente, una oferta pública en Venezuela y una en los Estados Unidos, para la adquisición de todos y cada uno de los American Depositary Share (ADS's) en circulación, cada uno representativo de 50 acciones de EDC, a un precio de 13,6675 dólares por cada ADS.

Como resultado de la oferta pública y del acuerdo con AES, PDVSA adquirió 93,61% del total de las acciones en circulación de EDC, por un total de 844 millones de dólares.

b. Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A. (SENECA)

El 8 de febrero de 2007, PDVSA firmó un Memorán-

dum de Entendimiento con CMS Energy Corporation, para comprar sus acciones en la empresa Sistema Eléctrico del estado Nueva Esparta, C.A. (SENECA), por 106 millones de dólares, las cuales representan 88% del capital social de esa entidad. El 7 de marzo de 2007, la Asamblea de Accionista de PDVSA aprobó la compra en los términos acordados, la cual se completó el 30 de marzo de 2007.

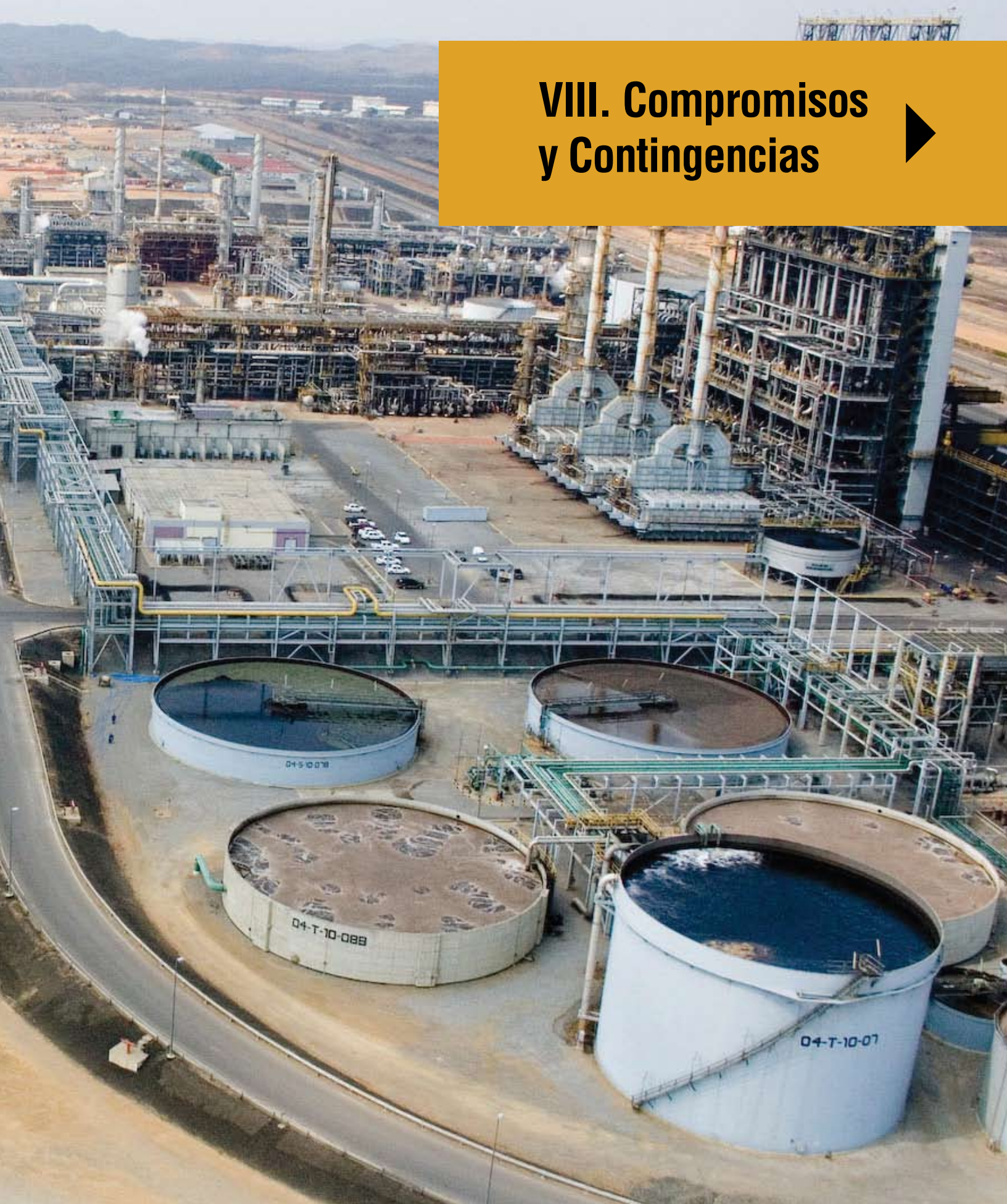
c. Otras Empresas del Sector Eléctrico

El 6 de julio de 2007, PDVSA compró la totalidad de las acciones de la C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAl) por 190 millones de dólares y, el 16 de noviembre de 2007, compró la totalidad de las acciones de la C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello (CALIFE) por 55 millones de dólares. La adquisición de las acciones de estas entidades del sector eléctrico condujo a la toma de su control operacional y financiero.





VIII. Compromisos y Contingencias



VIII. Compromisos y Contingencias

Al 31 de diciembre de 2008, 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 también para la adquisición de inventarios de productos alimenticios. Las compañías, obligaciones de garantías y el año de terminación se muestran a continuación (en millones):

OBLIGACIONES DE GARANTÍAS		
Compañías	Dólares	Año de terminación
Petróleos de Venezuela, S.A	100	2009
CITGO	17	2012
PDVSA Petróleo	93	2012

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, PDVSA no ha contabilizado pasivos por estos conceptos. Históricamente, los reclamos producto de garantías, no han sido significativos.

Al 31 de diciembre de 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)

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 la Corporación, 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. La gerencia de PDVSA manifiesta que para dar cumplimiento a esta decisión, reducirá su producción en 364 mil barriles diarios.

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 de Estados Unidos, en contra de PDVSA y, PDVSA Cerro Negro, exigiendo la indemnización por daños y perjuicios ante el supuesto incumplimiento de obligaciones contractuales asumidas bajo el Convenio de Asociación del Proyecto Cerro Negro, por parte de PDVSA Cerro Negro, y de los términos

de una garantía por parte de PDVSA. El 19 de julio de 2008, se constituyó el Tribunal Arbitral y se firmó el Acta de Términos de Referencia. Actualmente, las partes se encuentran a la espera de decisión del Tribunal Arbitral referente a la bifurcación del caso estimándose, para octubre de 2009, la celebración de la audiencia en la que se oirán y discutirán los argumentos de fondo del caso.

Paralelamente al desarrollo del procedimiento arbitral de fondo, el 26 y 27 de diciembre de 2007, Mobil Cerro Negro Ltd. presentó una solicitud para que se dictara una orden de embargo ante el Juzgado del Distrito Sur de Nueva York, 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 correspondían 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. Este procedimiento ha concluido con la confirmación de que la suma embargada continuará retenida hasta la terminación del arbitraje.

Mobil Cerro Negro Ltd. también solicitó una orden de congelamiento y entrega de información, a nivel mundial, que fue otorgada por la Corte Suprema de Inglaterra y Gales el 24 de enero de 2008. La orden pretendía prohibir a PDVSA la disposición de sus activos en Inglaterra y Gales y la obligaba a mantener, a nivel mundial, activos libres de gravámenes por un monto de 12.000 millones de dólares. Esta orden no prohibía a PDVSA disponer de cualquiera de sus activos en el curso ordinario y apropiado de sus negocios. PDVSA presentó su argumentación de defensa el 14 de febrero de 2008. El 18 de marzo

de 2008, la Corte Suprema de Inglaterra y Gales emitió posición a favor de PDVSA, donde rechazó la orden de congelamiento otorgada anteriormente.

El 5 de marzo de 2008, la OPEP emitió resolución expresando su apoyo a Venezuela y a PDVSA, en el ejercicio de su derecho soberano para el manejo de sus recursos naturales, en concordancia con las leyes internacionales, un derecho reiterado por las Declaraciones de las Cumbres de Jefes de Estado y de Gobiernos de Argel, Caracas y, Riyadh.

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. Al 31 de diciembre de 2008, las demandadas se encuentran a la espera de la decisión del Tribunal respecto a la desestimación del caso.

El 30 de julio de 2007, el Tribunal 9° Superior de lo Contencioso Tributario de Venezuela, dictó sentencia con 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 2008 y 2007, la provisión para litigios y otros reclamos por los conceptos antes mencionados es de 1.345 millones de dólares y 338 millones de dólares, respectivamente, 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 gerencia de la Corporación y sus asesores legales, deben ser igualmente considerados en dicha provisión.

El 25 de junio de 2007, la Sala Constitucional del TSJ declaró inadmisibile el recurso de revisión interpuesto por la representación judicial de PDVSA Petróleo en contra de la decisión de fecha 16 de febrero de 2006, de la Sala Político Administrativa del TSJ, que declaró sin lugar la apelación interpuesta por PDVSA Petróleo contra la resolución del Servicio Nacional Integrado de Administración Aduanera y Tributaria (SENIAT), de fecha 17 de noviembre de 1999, relacionada con obligaciones tributarias correspondientes a los años 1994, 1995 y 1996, por 830 millones de dólares. En junio de 2008, la Corporación efectuó pagos por este concepto con Certificados de Reintegros Tributarios (CERT) por 682 millones de dólares a favor del SENIAT y, 13 millones de dólares en efectivo. Al 31 de diciembre de 2008, la provisión para litigios y otros reclamos incluye 135 millones de dólares por este concepto.



La Corporación está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 1.412 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 Corporación, resultados de sus operaciones o su liquidez.

Al 31 de diciembre de 2008, existen otros reclamos y acciones de orden legal vinculados a asuntos tributarios, civiles y laborales por los cuales la gerencia de PDVSA ha estimado reconocer una provisión de 645 millones de dólares.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en acumulaciones y otros pasivos una provisión, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, por 2.125 millones de dólares y 1.810 millones de dólares, respectivamente. Si las demandas y reclamos conocidos se resolvieran de una manera adversa para la Corporación en montos mayores que los acumulados, entonces estos resultados podrían tener un efecto material adverso sobre los resultados de estas operaciones. A pesar de que no es posible predecir la resolución final de estas demandas y reclamos, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de la Corporación 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 instalacio-

nes 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 está llevando a cabo acciones para prevenir los riesgos ambientales, proteger la salud de las personas y preservar la integridad de sus instalaciones. Durante el año 2008, PDVSA continuó implantando su sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA) en toda la Corporación, el cual estima completar en el año 2012. Este sistema se basa en estándares y prácticas internacionales como ISO 9000 para el control de documentación; ISO 14001 para manejo ambiental; ISO 18000 y el British Standard BS8800 para salud ocupacional; y los lineamientos del American Petroleum Institute (API) para seguridad de los procesos. PDVSA ha invertido aproximadamente 42 millones de dólares e invertirá adicionalmente 1 millón de dólares para completar la implementación total del SIR-PDVSA. Adicionalmente, PDVSA tiene un plan de inversión para cumplir con los reglamentos ambientales en Venezuela, a través del cual se ejecutaron 118 millones de dólares en el año 2008, discriminados de la siguiente manera: 84 millones de dólares en proyectos de adecuación ambiental, y 34 millones de dólares para otras inversiones relacionadas con el ambiente e higiene ocupacional. CITGO estima inversiones de, aproximadamente, 271 millones de dólares para proyectos que regulen los riesgos ambientales para el año 2009.

Adicionalmente, y como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento

y restauración ambiental de los pasivos ambientales 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 para ser desmantelados; áreas impactadas por la actividad petrolera y, las fuentes radioactivas.

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.



IX. Análisis Operacional y Financiero



IX. 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 incrementado los precios globales de crudo bajando la oferta global de producción. Desde el mes de julio de 2005 hasta el mes de octubre de 2006, el tope de producción asignado a 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. En julio de 2008 se acordó en Viena una reducción de 2.200 MBD, de los cuales la cuota correspondiente para Venezuela fue de 199 MBD. Esta reducción entró en vigencia el 1 de enero de 2009.

En cuanto a los precios del crudo, estos estuvieron en promedio influenciados por una tendencia alcista, a pesar de los esfuerzos de la OPEP por estabilizar el mercado. En el año 2008, la cesta OPEP se elevó a 94,45 \$/BI, representando un incremento de 25,50 \$/BI con respecto al alcanzado en el año 2007. Este incremento en los precios del petróleo se debió, fundamentalmente, al crecimiento soste-

nido 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. El precio promedio de la cesta de exportación venezolana para el año 2008 fue de 86,49 \$/BI, esto es 21,75 \$/BI por encima del año anterior (64,74 \$/BI).

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

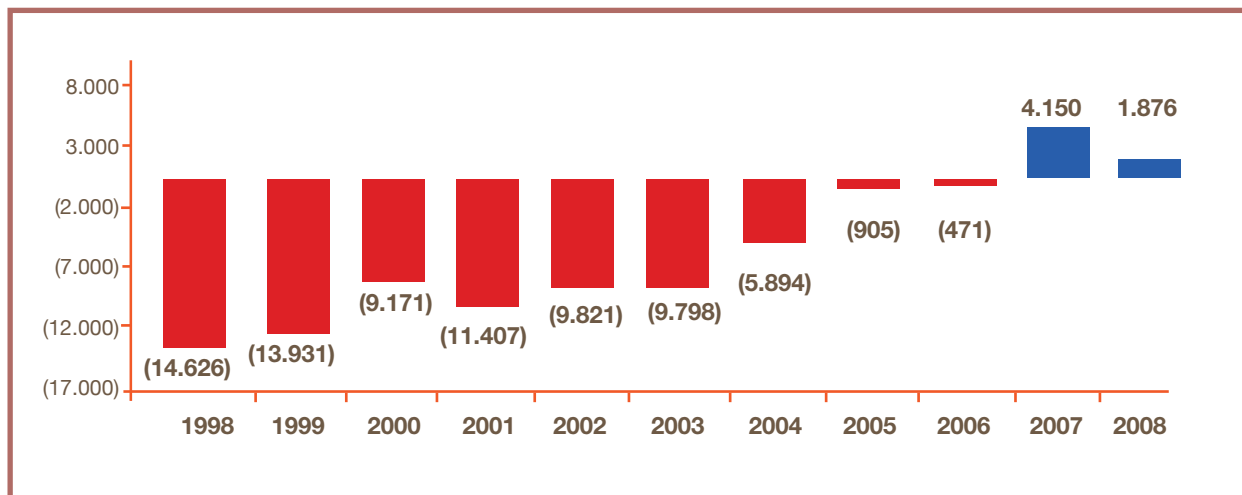
de dólares. Los dirigentes de la Cuarta República, aliados con la gerencia meritocrática de la vieja PDVSA, tenían a nuestra principal industria en una situación de quiebra, producto de desacertadas decisiones operacionales y financieras⁹”.

Finalmente, al cierre del ejercicio económico del año 2008 y 2007, PDVSA muestra en su patrimonio un superávit en las ganancias no distribuidas de 1.876 millones de dólares y 4.150 millones de dólares, respectivamente, y como se muestra en el siguiente cuadro:

9. Informe de Gestión del año 1999 del Comisario Mercantil de PDVSA Rafael Ramírez Coronado

COMPOSICIÓN/DETALLE DEL PATRIMONIO DE PDVSA											
MMUS\$	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Capital Social	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094	39.094
Utilidades Retenidas:											
Reservas Legales y Otras	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	1.876	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Utilidades Retenidas	16.553	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	7.828	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio del Accionista	63.475	53.206	50.716	47.014	41.862	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035
Intereses Minoritarios	8.038	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	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. Inflación y Devaluación

Los ingresos por ventas de PDVSA, al igual que gran parte de los costos operacionales se causan principalmente en dólares estadounidenses (dólar ó \$), mientras que los impuestos en Venezuela son

incurridos en bolívares (BsF.). Como resultado, las condiciones financieras y el resultado de las operaciones de PDVSA están afectados por la tasa de inflación y la tasa cambiaria (BsF./US\$) en Venezuela.

INDICADORES FINANCIEROS

	31 de diciembre de	
	2008	2007
Tasas de cambio del dólar al cierre contable (BsF/\$1)	2,15	2,15
Tasas de cambio promedio anuales del dólar (BsF/\$1)	2,15	2,15
Incrementos interanuales en el INPC* (%)	31	-
Incrementos interanuales en el IPC* (%)	31	22

*INPC índice nacional de precios al consumidor.

3. Aportes Pagados a la Nación

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio 2008 se ubicó en 37.975 millones de dólares, superior en 8.199 millones de dólares; es decir 28% con respecto al año 2007, que fue de 29.776 millones de dólares. La contribución incluye 7.955 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 22.473 millones de dólares por regalía en efectivo, 2.166 millones de dólares por regalía en especie, 3.111 millones de dólares por impuesto de extracción, 92 millones de dólares por impuesto de registro de exportación, 178 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 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 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 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 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. Este impuesto se comenzó a aplicar a partir del año 2006. Las empresas mixtas de las asociaciones de la FPO, adicional a la regalía de 16 2/3%, deberán pagar un impuesto de extracción de 16 2/3%.

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.

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 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 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 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 Venezuela, distribuyendo a la Nación una porción de sus ganancias. Estos dividendos son pagados por PDVSA dentro de los ejercicios fiscales en los que se presupuestan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de Venezuela.

APORTES PAGADOS A LA NACIÓN

Últimos cinco años expresados en millones de dólares

Aportes Pagados a la Nación (MMUS\$)	2008	2007	2006	2005	2004
Regalía en Efectivo	22.473	17.161	17.505	11.327	8.881
Regalía en Especie	2.166	-	-	-	-
Impuesto de Extracción	3.111	1.659	797	-	-
ISLR	7.955	8.334	7.594	5.069	1.978
Dividendos	2.000	2.573	1.317	1.317	1.302
Impuesto Superficial	178	-	-	-	-
Impuesto al Registro de Exportación	92	49	-	-	-
Total	37.975	29.776	27.213	17.713	12.161

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.

4. Reconversión Monetaria

El 6 de marzo de 2007, se publicó en Gaceta Oficial N° 38.638, el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Reconversión Monetaria la cual estipula que, a partir del 1° de enero de 2008, la unidad del sistema monetario de Venezuela, se expresará en el equivalente de un mil bolívars. En consecuencia, los bolívars existentes a la mencionada fecha, deberán ser convertidos a la nueva unidad monetaria dividiéndolos entre mil y llevándolos al céntimo más cercano. Con fecha 21 de junio de 2007, el Directorio del BCV emitió la Resolución N° 07-06-02, por medio de la cual se dictan las “Normas que rigen la Reexpresión Monetaria y el Redondeo”. En el Artículo N° 6 de esta Resolución, se establece que, la preparación y presentación de los estados financieros correspondientes a ejercicios terminados antes del 1° de enero de 2008, cuya aprobación se efectúe con posterioridad a dicha fecha, deberá realizarse en bolívars de acuerdo con principios de contabilidad de aceptación general. A los efectos de comparación con ejercicios posteriores, los

saldos contables de dichos estados financieros se convertirán conforme a lo dispuesto en el Artículo N° 1 del Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Reconversión Monetaria.

PDVSA, en cumplimiento con la mencionada Ley, aplicó los mecanismos tecnológicos y administrativos-financieros, para garantizar su cumplimiento. Los procesos y costos de adaptación de esta nueva Ley no tuvieron efectos significativos en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2008.

5. Resultados Operacionales y Financieros

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.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas arriba basándose en los siguientes factores: número de pozos, nivel de producción por campo, factores de recobro, incorporación de reservas de crudo y gas y aplicación de tecnologías.

PDVSA evalúa sus operaciones aguas abajo basándose en los siguientes factores: porcentajes de utilización de las refinerías, rendimiento de productos y, costos de refinación.

Los resultados financieros se evalúan tomando en consideración: margen de refinación, retorno del capital empleado, valor económico agregado, flujo de caja libre, costos de operación por barril producido, margen bruto y, estudios comparativos de mercado, entre otros.

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 extra-pesado 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 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 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, Suramérica y, el Caribe.

En Venezuela, PDVSA maneja 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 para 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 proveedores 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

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Al 31 de diciembre				
	2008	2007	2006	2005	2004
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	73.010	52.436	42.503	35.959	35.375
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.773	1.743	1.928	2.978	3.039
Otros activos no corrientes	16.625	13.828	13.065	12.563	10.156
Total activo no corriente	91.408	68.007	57.496	51.500	48.570
Inventarios	8.678	8.470	7.003	5.621	4.537
Documentos y cuentas por cobrar	10.810	11.225	9.546	7.978	5.595
Efectivo restringido	347	1.555	441	1.925	709
Efectivo y equivalentes de efectivo	4.483	3.325	2.282	1.800	1.748
Otros activos corrientes	16.106	14.312	3.761	1.541	688
Total activo corriente	40.424	38.887	23.033	18.865	13.277
Total activo	131.832	106.894	80.529	70.365	61.847
Patrimonio					
Patrimonio (1)	71.513	56.062	53.103	47.095	41.929
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	13.418	13.634	2.262	2.704	2.716
Otros pasivos no corrientes	12.515	6.722	6.009	5.447	5.369
Total pasivo no corriente	25.933	20.356	8.271	8.151	8.085
Deuda financiera	1.677	2.977	652	729	1.004
Cuentas por pagar a proveedores	7.556	3.111	6.379	4.993	4.313
Impuesto sobre la renta por pagar	2.047	3.048	2.487	4.305	3.367
Otros pasivos corrientes	23.106	21.340	9.637	5.092	3.149
Total pasivo corriente	34.386	30.476	19.155	15.119	11.833
Total pasivo	60.319	50.832	27.426	23.270	19.918
Total patrimonio y pasivo	131.832	106.894	80.529	70.365	61.847
Relación Deuda/Patrimonio					
Total deuda	15.095	16.611	2.914	3.433	3.720
Deuda/Patrimonio (2)	21%	30%	5%	7%	9%

(1) Incluye Capital Social por 39.094 millones de dólares, representado en 51.204 acciones cuyo valor nominal es Bs.F. 1.280 millones

(2) Calculado como deuda financiera total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2008	2007	2006	2005	2004
Ventas de petróleo crudo y sus productos:					
Exportaciones en el exterior, netas	122.488	93.820	96.764	81.105	60.972
En Venezuela	2.804	2.357	2.233	1.408	1.227
Otras ventas	1.072	65	255	402	43
	126.364	96.242	99.252	82.915	62.242
Costos y gastos:					
Compras, neta de variación de inventario:					
Petróleo crudo y sus productos	39.500	28.137	38.778	32.001	23.748
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	693	-	-	-	-
Gastos de operación	22.385	14.958	14.779	14.034	13.181
Gastos de exploración	375	154	100	118	60
Depreciación y amortización	5.220	4.018	3.640	3.191	2.944
Gastos de venta, administración y generales	4.982	2.702	2.184	1.667	1.157
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	23.462	21.981	18.435	13.318	9.247
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:					
Aportes para el desarrollo social	2.326	7.341	13.784	6.909	1.242
Contribuciones al FONDEN	12.407	6.761	-	-	-
(Ingresos) gastos financieros, neto	200	501	267	183	449
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	2.328	(127)	374	446	628
	112.880	85.785	90.909	71.867	52.656
Participación patrimonial en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	153	732	1.120	1.074	938
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	13.637	11.189	9.463	12.122	10.524
Impuesto sobre la renta	4.281	5.017	4.031	5.793	5.420
Ganancia neta de operaciones continuas	9.356	6.172	5.432	6.329	5.104
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	57	101	20	154	302
Ganancia neta	9.413	6.273	5.452	6.483	5.406
Ganancia neta atribuible a:					
Accionistas de la compañía	7.451	5.371	4.994	6.469	5.432
Intereses minoritarios	1.962	902	458	14	(26)
Ganancia neta	9.413	6.273	5.452	6.483	5.406

ESTADOS CONSOLIDADOS DE MOVIMIENTO DEL EFECTIVO

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de				
	2008	2007	2006	2005	2004
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades operacionales:					
Ganancia neta	9.413	6.273	5.452	6.483	5.406
Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo neto provisto por las actividades operacionales					
Depreciación y amortización	5.220	4.018	3.640	3.334	3.082
Deterioro (reverso) del valor de los activos	369	10	(93)	20	6
Costo de obligaciones por retiro de activos	69	53	195	32	116
Impuesto sobre la renta diferido	(3.082)	(1.587)	(724)	(878)	(50)
Provisión para beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	3.806	2.899	1.455	1.010	906
Participación patrimonial en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	(156)	(733)	(1.120)	(1.177)	(1.041)
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)	(666)	-	-	-
Cambio en el valor razonable de las cuentas por cobrar a largo plazo	516	446	822	-	-
Aumento (disminución) de la estimación para cuentas de cobro dudoso	244	43	(12)	-	-
Aumento de la estimación para inventarios obsoletos y valor neto de realización	1.540	14	-	-	-
Cambios en activos operacionales					
Documentos y cuentas por cobrar	(2.096)	(1.703)	(3.956)	(3.644)	(1.646)
Inventarios	(1.705)	(1.650)	(1.562)	(1.084)	(1.242)
Gastos pagados por anticipado y otros activos	(1.170)	(5.690)	(2.212)	(292)	40
Créditos fiscales por recuperar	(1.450)	(1.340)	(313)	(1.282)	(1.264)
Cambios en pasivos operacionales					
Cuentas por pagar a proveedores	4.345	(3.248)	1.659	680	948
Impuesto Sobre la Renta por pagar, acumulaciones y otros pasivos	2.646	9.317	2.856	2.881	3.535
Pagos de beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro	(1.051)	(2.006)	(611)	(488)	(493)
Total ajustes	7.039	(2.464)	(1.408)	(888)	2.897
Efectivo neto provisto por las actividades operacionales	16.452	3.809	4.044	5.595	8.303

ESTADOS CONSOLIDADOS DE MOVIMIENTO DEL EFECTIVO

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de inversión					
Adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto	(18.413)	(12.852)	(7.193)	(3.938)	(3.385)
Adquisiciones de filiales, neto de efectivo adquirido	(315)	-	-	-	-
Disminución (aumento) del efectivo restringido	1.178	(929)	2.534	(1.155)	(2.089)
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	(73)	-	(202)	-	-
Dividendos recibidos de afiliadas	369	635	1.236	1.123	605
Adquisición de grupo de activos mantenidos para la venta, neto	-	(1.087)	-	-	-
Otras variaciones en activos	(203)	290	103	31	89
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(15.827)	(13.187)	(1.748)	(3.939)	(4.780)
Movimiento del efectivo proveniente de las actividades de financiamiento:					
Aumento de la deuda financiera	3.938	15.527	-	879	616
Pagos de la deuda financiera	(5.477)	(2.069)	(497)	(1.166)	(3.911)
Fondos recibidos del Accionista	5.000	-	-	-	-
Dividendos pagados al Accionista	(2.000)	(2.658)	(1.317)	(1.317)	(1.302)
Aporte adicional de los inversionistas minoritarios	25	-	-	-	-
Anticipo de dividendos a los inversionistas minoritarios	(344)	-	-	-	-
Dividendos pagados a los inversionistas minoritarios	(609)	(379)	-	-	-
Efecto por desincorporación de filial	-	-	-	-	(116)
Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de financiamiento	533	10.421	(1.814)	(1.604)	(4.713)
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	1.158	1.043	482	52	(1.190)
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del año	3.325	2.282	1.800	1.748	2.938
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	4.483	3.325	2.282	1.800	1.748

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2008

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Al 31 de diciembre de 2008				Al 31 de diciembre de 2007
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
Activo					
Propiedades, plantas y equipos, neto	67.944	5.066	-	73.010	52.436
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.773	-	-	1.773	1.743
Otros activos no corrientes	21.044	2.789	(7.208)	16.625	13.828
Total activo no corriente	90.761	7.855	(7.208)	91.408	68.007
Inventarios	6.264	3.144	(730)	8.678	8.470
Documentos y cuentas por cobrar	8.666	4.523	(2.379)	10.810	11.225
Efectivo restringido	291	56	-	347	1.555
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.659	1.824	-	4.483	3.325
Otros activos corrientes	13.609	3.493	(996)	16.106	14.312
Total activo corriente	31.489	13.040	(4.105)	40.424	38.887
Total activo	122.250	20.895	(11.313)	131.832	106.894
Patrimonio					
Patrimonio (1)	65.497	7.170	(1.154)	71.513	56.062
Pasivo					
Deuda financiera, neto de porción corriente	10.701	2.169	548	13.418	13.634
Otros pasivos no corrientes	11.888	6.204	(5.577)	12.515	6.722
Total pasivo no corriente	22.589	8.373	(5.029)	25.933	20.356
Deuda financiera	1.593	68	16	1.677	2.977
Cuentas por pagar a proveedores	7.013	3.491	(2.948)	7.556	3.111
Impuesto sobre la renta por pagar	1.900	147	-	2.047	3.048
Otros pasivos corrientes	23.658	1.646	(2.198)	23.106	21.340
Total pasivo corriente	34.164	5.352	(5.130)	34.386	30.476
Total pasivo	56.753	13.725	(10.159)	60.319	50.832
Total patrimonio y pasivo	122.250	20.895	(11.313)	131.832	106.894

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2007

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Al 31 de diciembre de 2007			
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado
Activo				
Propiedades, plantas y equipos, neto	47.526	4.910	-	52.436
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.736	7	-	1.743
Otros activos no corrientes	17.034	2.922	(6.128)	13.828
Total activo no corriente	66.296	7.839	(6.128)	68.007
Inventarios	4.367	5.058	(955)	8.470
Documentos y cuentas por cobrar	13.290	3.362	(5.427)	11.225
Efectivo restringido	1.511	44	-	1.555
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.040	1.285	-	3.325
Otros activos corrientes	11.284	3.801	(773)	14.312
Total activo corriente	32.492	13.550	(7.155)	38.887
Total activo	98.788	21.389	(13.283)	106.894
Patrimonio				
Patrimonio (1)	50.516	9.077	(3.531)	56.062
Pasivo				
Deuda financiera, neto de porción corriente	11.844	1.285	505	13.634
Otros pasivos no corrientes	4.846	5.998	(4.122)	6.722
Total pasivo no corriente	16.690	7.283	(3.617)	20.356
Deuda Financiera	1.803	1.074	100	2.977
Cuentas por pagar a proveedores	9.515	2.390	(8.794)	3.111
Impuesto sobre la renta por pagar	2.994	55	(1)	3.048
Otros pasivos corrientes	17.270	1.510	2.560	21.340
Total pasivo corriente	31.582	5.029	(6.135)	30.476
Total pasivo	48.272	12.312	(9.752)	50.832
Total patrimonio y pasivo	98.788	21.389	(13.283)	106.894

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2008

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Años terminados el 31 de diciembre de 2008				Año terminado al 31 de diciembre de 2007
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado	
Operaciones continuas:					
Ventas de petróleo crudo y sus productos					
Exportaciones y en el exterior, netas	89.057	58.669	(25.238)	122.488	93.820
En Venezuela	3.553	7.905	(8.654)	2.804	2.357
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	1.072	-	-	1.072	65
	93.682	66.574	(33.892)	126.364	96.242
Costos y Gastos:					
Compras, netas de variación de inventario:					
Petróleo crudo y sus productos	15.806	56.823	(33.129)	39.500	28.137
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	693	-	-	693	-
Gastos de operación	13.568	8.988	(171)	22.385	14.958
Gastos de exploración	375	-	-	375	154
Depreciación y amortización	4.728	492	-	5.220	4.018
Gastos de ventas, administración y generales	4.525	457	-	4.982	2.702
Regalías y otros impuestos	23.462	-	-	23.462	21.981
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:					
Aportes para el desarrollo social	2.326	-	-	2.326	7.341
Contribuciones al FONDEN	12.407	-	-	12.407	6.761
(Ingresos) gastos financieros:					
Ingresos financieros	(1.310)	(185)	(85)	(1.580)	(566)
Gastos financieros	1.711	153	(84)	1.780	1.067
Otros egresos (ingresos):					
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	(998)	-	(998)	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	-	-	-	(641)
Otros (ingresos) egresos, neto	2.934	(896)	290	2.328	(127)
	81.225	64.834	(33.179)	112.880	85.785
Participación patrimonial en resultados netos de afiliadas y entidades controladas de forma conjunta	30	123	-	153	732
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	12.487	1.863	(713)	13.637	11.189
Impuesto sobre la renta	3.488	1.674	(881)	4.281	5.017
Ganancia neta de operaciones continuas	8.999	189	168	9.356	6.172
Operaciones descontinuadas:					
Ganancia de operaciones descontinuadas neta de impuesto	73	-	(16)	57	101
Ganancia neta	9.072	189	152	9.413	6.273
Ganancia neta Atribuible:					
Accionista de la Compañía	7.451	-	-	7.451	5.371
Intereses minoritarios	1.962	-	-	1.962	902
Ganancia neta	9.413	-	-	9.413	6.273

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR SECTORES EN EL AÑO 2007

Expresados en millones de dólares estadounidenses (MMUS\$)

	Año terminado el 31 de diciembre de 2007			
	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total Consolidado
Operaciones continuas:				
Ventas de petróleo crudo y sus productos:				
Exportaciones y en el exterior, netas	61.705	50.238	(18.123)	93.820
En Venezuela	2.321	5.650	(5.614)	2.357
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	-	-	65	65
	64.026	55.888	(23.672)	96.242
Costos y Gastos:				
Compras, netas de variación de inventario:				
Petróleo Crudo y sus productos	7.102	44.640	(23.605)	28.137
Productos alimenticios y otros de consumo masivo	-	-	-	-
Gastos de operación	7.554	7.013	391	14.958
Gastos de exploración	154	-	-	154
Depreciación y amortización	3.424	515	79	4.018
Gastos de ventas, administración y generales	1.764	584	354	2.702
Regalías y otros impuestos	21.981	-	-	21.981
Aportes y contribuciones para el desarrollo social:				
Aportes para el desarrollo social	7.338	3	-	7.341
Contribuciones al FONDEN	6.761	-	-	6.761
(Ingresos) gastos financieros:				
Ingresos financieros	(458)	(108)	-	(566)
Gastos financieros	933	134	-	1.067
Otros egresos (ingresos):				
Ganancia en venta de grupo de activos y pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	-
Ganancia en venta de inversión en afiliadas	-	(641)	-	(641)
Otros (ingresos) egresos, neto	322	484	(933)	(127)
	56.875	52.624	(23.714)	85.785
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas y entidades controladas de forma conjunta				
	94	630	8	732
Ganancia antes del impuesto sobre la renta	7.245	3.894	50	11.189
Impuesto sobre la renta	4.107	1.403	(493)	5.017
Ganancia neta de operaciones continuas	3.138	2.491	543	6.172
Operaciones descontinuadas:				
Ganancia de operaciones descontinuadas, neta de impuesto	71	30	-	101
Ganancia neta	3.209	2.521	543	6.273
Ganancia neta atribuible a:				
Accionista de la Compañía	5.371	-	-	5.371
Intereses minoritarios	902	-	-	902
	6.273	-	-	6.273

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.



b. Producción

Producción Crudo

La producción total nación promedio para el año 2008 fue de 3.260 MBD a nivel nación, mostrando un incremento de 110 MBD con respecto a la producción del promedio de 3.150 MBD alcanzada en el año 2007; este aumento se debió, principalmente, al mejoramiento del perfil de producción, la incorporación de nuevos pozos productores, así el reacondicionamiento de pozos. Adicionalmente, se incorporaron 2 pozos asociados para un plan de incremento en la producción de petrolera Sinovensa, S.A., que generó 36 MBD adicionales.

Otro factor importante que contribuyó con este incremento, fue que a partir del segundo semestre del 2008, se inició una campaña de perforación de pozos debido a la disponibilidad de equipos de perforación en el mercado, así como al inicio de inyección de agua a los yacimientos para estabilizar la presión.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2008 de los líquidos del gas natural (LGN), incluyendo el gas etano, fue de 162 mil barriles diarios, 10 mil barriles diarios por debajo de la producción promedio de 2007 de 172 mil barriles diarios debido principalmente, a problemas operacionales en la pérdida de eficiencia en los tamices moleculares de la planta de extracción San Joaquín e incorporación de volumen adicional de gas seco al sistema de gas a ventas por parte del Distrito Norte.

c. Ingresos Totales

El aumento de los ingresos totales de PDVSA fue de 30.122 millones de dólares, 31% por encima de los ingresos del año 2007 pasando de 96.242 millones

de dólares en 2007 a 126.364 millones de dólares en el año 2008, debido al efecto del aumento de los precios del petróleo.

Ventas de Exportación

El incremento en las ventas de exportación y en el exterior, de 28.668 millones de dólares (31%), se debe principalmente al aumento del precio promedio de exportación de la cesta venezolana, el cual experimentó un incremento de 21,75 US\$/BI, al pasar de 64,74 US\$/BI en el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2007 a 86,49 US\$/BI en el período de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2008.

Ventas Mercado Local

Las ventas en Venezuela se incrementaron en 447 millones de dólares, pasando de 2.357 millones de dólares en el año 2007 a 2.804 millones de dólares en el año 2008, debido principalmente al aumento de 16 MBD en los volúmenes de ventas de líquidos, por la incorporación de aproximadamente 260.000 nuevos vehículos al parque automotor del país, vendidos durante el año 2008, aunado a que PDVSA vendió 580 MBD de productos refinados (incluyendo Gas Licuado de Petróleo) en el mercado venezolano en el año 2008, comparado con 564 MBD en el año 2007 y, a un mayor precio de ciertos productos por efecto del valor alterno de exportación como son bases de lubricantes, especialidades, y combustible marino y de aviación, entre otros.

Al 31 de diciembre de 2008, en el rubro de otras ventas se incorporaron las ventas de productos alimenticios por 485 millones de dólares y 587 millones de dólares, provenientes de las filiales Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos, S.A. (PDVAL) y Lácteos los Andes, S.A., respectivamente.

d. Costos y Gastos

Compras de Crudo y Productos, netas de variación de inventarios

El aumento en las compras de crudo y productos refinados fue de 11.363 millones de dólares, lo que representa 40%, pasando de 28.137 millones de dólares en el año 2007 a 39.500 millones de dólares en el año 2008. La mayor parte de las compras corresponden a las filiales del exterior, principalmente PDV Holding, Petromar y PMI Panamá, presentando un incremento de 3.236 millones de dólares, 2.461 millones de dólares y 1.901 millones de dólares, respectivamente, con respecto al periodo anterior, causado por el aumento significativo que han tenido los precios en el mercado internacional. Adicionalmente, 90% de las operaciones de compras de Petromar son realizadas a terceros en Ultramar.

En cuanto al incremento de las compras en el sector nacional, la variación corresponde principalmente a PDVSA Petróleo, debido al aumento del 54% en el precio promedio de compra, al pasar de 55,58 \$/Bl en el año 2007 a 85,49 \$/Bl en el año 2008.

Dentro de las compras de petróleo crudo y sus productos se incluye el suministro de 147 MMPCD de gas metano desde Colombia a Venezuela, producto de la culminación del proyecto del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte, el cual consiste en una tubería de 225 km, 26 pulgadas de diámetro, que va desde Campo Ballenas (Colombia), a las Plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna en el estado Zulia. Con este volumen se benefician las empresas ubicadas en el estado Zulia, entre las cuales tenemos al Sector Eléctrico Ramón Laguna de Enlven (45 MMPCD), la Planta Eléctrica Punta Gorda (26 MMPCD) y el sector doméstico e industrial de Maracaibo (54 MMPCD).

Costos de Operación

Los Gastos de operación para 2008 cerraron con un saldo de 22.385 millones de dólares, mientras que para el año 2007 se ubicó en 14.958 millones de dólares, lo cual representa un aumento de 7.427 millones de dólares. En cuantos a los costos del sector nacional, los mismos se incrementaron en 6.014 millones de dólares pasando de 7.554 millones de dólares en el año 2007 a 13.568 millones de dólares en el año 2008. Entre las causas de este se encuentra el incremento de la fuerza laboral propia, en especial con la absorción de los trabajadores de las empresas mixtas de la FPO; mayor consumo de materiales en las áreas operacionales y de seguridad, aunado al impacto inflacionario del 31%; incremento en las tarifas de contratos operacionales como son equipos de perforación, izamiento, transporte, remolcadores, entre otros. Otros factores a considerar, fueron el aumento de los costos de las empresas mixtas de la FPO con un gasto registrado de 2.030 millones de dólares en 2008 vs. 492 millones de dólares en 2007, y mayores gastos de refinación debido al incremento de los insumos al proceso asociado y al alza de los costos de estos insumos.

En cuanto al incremento de los gastos de operación en el sector internacional, es debido al aumento del 30% en el precio de los insumos utilizados en el proceso de refinación.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración se ubicaron en 375 millones de dólares en el año 2008, 221 millones de dólares más que el año 2007 (154 millones de dólares) lo que representa un aumento de 144% debido principalmente al aumento de la actividad de geofísica en las operaciones de adquisición de sísmica 3D que alcanzó un total de 1.300 Km², la transferencia a gastos de pozos secos y el crecimiento en la contratación de horas hombres de especialistas locales y foráneos para asesorías.

Gastos de Ventas, Administración y Generales

Para 2008 el gasto fue de 4.982 millones de dólares, mientras que para el año 2007 se ubicó en 2.702 millones de dólares, lo que representó un aumento de 2.280 millones de dólares originado, principalmente, en el sector nacional producto del aumento en el gasto de beneficios post retiro que PDVSA ofrece a sus empleados (según NIC 19), originado principalmente por el incremento de 7.661 trabajadores. Entre otros factores que incidieron en el aumento de los gastos de ventas, administración y generales se destacan la extensión del beneficio de la Tarjeta Electrónica de Alimentación (TEA), a las viudas de los trabajadores que fallecieron como jubilados y el reconocimiento de las obligaciones, producto del beneficio de jubilación y la TEA, de los futuros trabajadores.

Gasto de Depreciación y Amortización

El gasto de depreciación y amortización para el año 2008 se ubicó en 5.220 millones de dólares, 1.202 millones de dólares por encima del gasto del año 2007 (4.018 millones de dólares) lo cual se corresponde, básicamente, en el sector nacional producto de la incorporación de los activos provenientes de las nuevas empresas mixtas de la FPO y las nuevas capitalizaciones de activos operativos.

Otros egresos (ingresos), neto

Para el año 2008 estos egresos se ubicaron en 2.328 millones de dólares, gasto superior en 2.455 millones de dólares, comparado con el ingreso de 127 millones de dólares del año 2007. El incremento se originó, básicamente, en el sector nacional producto de la suscripción del acuerdo de finiquito firmado en febrero de 2008, donde PDVSA conviene pagar 960 millones dólares a la compañía ENI DACION B.V. por concepto de indemnización relacionada con la terminación del Convenio Operativo del Campo Dación, ubicado en el estado Anzoátegui.

Del monto antes mencionado se canceló, al 31 de marzo de 2008, la cantidad de 230 millones de dólares, quedando un saldo de 730 millones de dólares que se pagaran en el período de un año y tendrá como garantía el flujo de caja de Petrosucre, S.A. empresa mixta donde ENI Venezuela B.V. (empresa afiliada a ENI DACION B.V.) participa como socio minoritario y así como al reconocimiento de deterioro de activo por 369 millones de dólares relacionados con ciertos activos de refinación, producción, comercialización y transporte de gas.

Participación Patrimonial en Resultados Netos de Afiliadas y Entidades Controladas de forma conjunta

En relación con la Participación Patrimonial en Compañías Afiliadas para el año 2008 se ubicó en 153 millones de dólares, lo que representó una disminución de 579 millones de dólares con respecto al año 2007 de 732 millones de dólares debido, principalmente, a una disminución de la ganancia neta en las refinerías Chalmette, Hovensa y AB Nynas y por la compra de 49% de las acciones de Petrojam Limited, por parte de PDV Caribe, con el fin de intervenir tanto en las decisiones financieras como en las operacionales de Petrojam.

Ganancia en Venta de Grupo de Activos y Pasivos Mantenedidos para la Venta

Al 31 de diciembre de 2008, la ganancia en venta de grupo de activos mantenidos para la venta presentó un saldo de 998 millones de dólares, correspondiente a la venta de Activos de las dos refinerías de asfalto propiedad de CITGO Asphalt Refining Company (CARCO), empresa propiedad de CITGO Petroleum Corporation y sus filiales (CITGO) y por la venta de 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), Free-

port Traing Co. Ltd. (FREETRADE) y Marine Agent & Brokers Ltd (MARBROK), ubicadas en las Bahamas.

Ganancia en Venta de Inversión en Afiliadas

Entre enero y febrero de 2007, CITGO vendió su participación de 6,8% y 15,8% en Explorer Pipeline Company y Colonial Pipeline Company, respectivamente. Por esta venta, CITGO recibió aproximadamente 756 millones de dólares en efectivo y reconoció una ganancia por la venta de esta inversión de 641 millones de dólares.

Aportes y contribuciones para el Desarrollo Social

El gasto social se ubicó en 14.733 millones de dólares, un incremento de 631 millones de dólares con respecto a la cifra del año 2007 de 14.102 millones de dólares (ver Informe de Balance de la Gestión Social y Ambiental 2008).

e. Activo

Al 31 de diciembre de 2008, los activos totales alcanzaron un saldo de 131.832 millones de dólares, lo que representa un incremento de 24.938 millones de dólares (23%) con respecto al 31 de diciembre de 2007, fecha que se ubicaban en 106.894 millones de dólares. Las variaciones se deben, principalmente, a lo siguiente:

Propiedades, Plantas y Equipos, neto

Las Propiedades, Plantas y Equipos se incrementaron en 20.574 millones de dólares (39%) 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 pro-



ducción establecidos en el plan de negocios de la Corporación.

Durante el año 2008, la Corporación incorporó activos por un monto de 1.421 millones de dólares correspondientes a la compra del 22% adicional del porcentaje de participación a SINCOR, los cuales se presentan formando parte de las incorporaciones del año.

Como resultado del proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de asociación de la FPO; así como también de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, durante el año 2008, la Corporación incrementó sus activos por un valor neto de 5.855 millones de dólares.

f. Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2008, el patrimonio presentó un saldo de 71.513 millones de dólares, mostrando un incremento de 15.451 millones de dólares (28%) con respecto al 31 de diciembre de 2007 que presentó un saldo de 56.062 millones de dólares. Este incremento se originó, principalmente por: el aumento de las utilidades no distribuidas; por 9.413 millones de dólares producto de la ganancia neta del año y por el aporte adicional del accionista de 8.966 millones de dólares, el cual está compuesto por activos y pasivos incorporados durante el proceso de migración a empresas mixtas de los convenios de la FPO; así como de los convenios de exploración a riesgo y ganancias compartidas, siguiendo instrucciones del Ejecutivo Nacional a través del MENPET y la Asamblea Nacional de Venezuela.

Asimismo, PDVSA decretó un dividendo a favor de la República Bolivariana de Venezuela, como único accionista, por 2.000 millones de dólares, de acuer-



do con el acta de la Primera Asamblea Ordinaria de Accionistas del año 2008.

g. Pasivo

Al 31 de diciembre de 2008, los pasivos totales alcanzaron un saldo de 60.319 millones de dólares, lo que representa un incremento de 9.487 millones de dólares (19%) con respecto al 31 de diciembre de 2007, fecha en que se ubicaban en 50.832 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 7.559 millones de dólares (27%) al pasar de 28.062 millones de dólares en el año 2007 a 35.621 millones de dólares en el año 2008, debido básicamente a:

Acumulación para obligaciones por retiro de activos:

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, se incluyen en acumulaciones y otros pasivos 2.107 millones de dólares y 1.248 millones de dólares, respectivamente, por concepto de acumulaciones para obligaciones por retiro de activos, de exploración y producción. 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 mantenimiento y reparaciones mayores pero no se dispone de información para determinar, razonablemente, la fecha en que pudieran ser desincorporados.

Anticipo convenios de suministro: Durante el año 2008, 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 3.400 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008 se ha cumplido con el suministro equivalente a 1.451 millones de dólares, quedando un saldo de 1.949 millones de dólares, que se presentan dentro de los anticipos recibidos de Petrochina Hong Kong, Trafigura, Sempra Oil y Glencore, por 1.694 millones de dólares, 100 millones de dólares, 80 millones de dólares y 75 millones de dólares, respectivamente.

Acumulaciones contratistas: Al 31 de diciembre de 2008, la acumulación contratistas presentó un incremento neto de 2.476 millones de dólares, correspondiente al registro extraordinario de obligaciones con los contratistas para el cierre del ejercicio económico 2008.

Beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro: Al 31 de diciembre de 2008 presentaron un incremento de 2.755 millones de dólares, con respecto al 31 de diciembre de 2007. La fuerza laboral propia alcanzó un total de 78.739 y 61.909 trabajadores, mientras que la fuerza laboral contratista fue de 19.374 y 15.383 trabajadores al 31 de diciembre de 2008 y 31 de diciembre de 2007, respectivamente. Este incremento se debe, principalmente, a la extensión del beneficio de la Tarjeta Electrónica de Alimentación (TEA), a las viudas de los trabajado-

res que fallecieron como jubilados. Adicionalmente, se reconoció en el gasto el efecto de proyección de las obligaciones, producto del beneficio de jubilación y la TEA, de los futuros trabajadores.

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.

h. Flujo de Caja

Liquidez y Fuentes de Capital

Las fuentes primarias de liquidez son los flujos de caja de las operaciones y préstamos a corto y largo plazo en dólares estadounidenses y en bolívares. 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. PDVSA tiene disponible al 31 de diciembre de 2008, líneas de crédito garantizadas por 36 millones de dólares.

Flujo de Caja por las Actividades Operacionales

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2008, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 16.452 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 9.413 millones de dólares, originada por un mayor nivel de operaciones, incremento de la participación de PDVSA en los negocios de la FPO y a los mayores precios de los hidrocarburos en el mercado internacional.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2008, el efectivo neto de PDVSA usado en las actividades de inversión fue de 15.827 millones de dólares, conformados por 18.413 millones de dólares que se utilizaron para las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos, neto y, 2.586 millones de dólares provistos por la venta de activos y otras operaciones menores.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Financiamiento

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2008, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades de financiamiento fue de 533 millones de dólares originados fundamentalmente por el aporte adicional recibido del accionista por 5.000 millones de dólares y disminuciones por pagos de deuda financiera consolidada.

Cláusulas Contractuales

Varias facilidades de préstamo establecen cláusulas contractuales que restringen la capacidad de la Corporación a incurrir en deuda adicional, pagar dividendos, hipotecar propiedades y vender ciertos activos. La Corporación estaba en cumplimiento de estas cláusulas al 31 de diciembre de 2008 y 2007.

i. Efectivo Restringido

Fideicomiso en Bandes

Con base en la nueva responsabilidad social que corresponde a PDVSA, se han constituido los siguientes fideicomisos con el BANDES 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:

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 recibió aportes durante los años 2008 y 2007.

Convenio Integral de Cooperación con la República

Argentina: producto de la firma del Convenio Integral de Cooperación entre Venezuela y la República Argentina, en reunión de Junta Directiva de PDVSA, efectuada el 15 de julio de 2004, se aprobó la constitución de este fideicomiso en dólares. Dicho fideicomiso estará 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. 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 2008 y 2007, se efectuaron aportes a este fideicomiso por 199 millones de dólares y 101 millones de dólares, respectivamente.

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 en los niveles nacional, estatal y municipal, frente a las fluctuaciones de los ingresos ordinarios. 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 deducción de los impuestos relacionados con dichos ingresos. La Ley y sus reformas no han previsto aportes adicionales desde el año 2004.

Los recursos del FEM pueden ser usados en el caso de suceder una disminución en los ingresos fiscales, cualquiera sea su origen, con relación al promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendario o, en caso de estado de emergencia económica decretado de conformidad con la Constitución de Venezuela. 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.

Durante 2008 y 2007, este fondo originó ingresos financieros por 20 millones de dólares y 39 millones de dólares respectivamente, que se incluyen en los estados consolidados de resultados en el rubro de ingresos financieros.

Fideicomiso suscrito con BANFOANDES, para la Construcción y Acondicionamiento de Módulos Asistenciales para la Misión Barrio Adentro

El 24 de marzo de 2005, la Junta Directiva de PDVSA aprobó la constitución de un fideicomiso en-

tre Palmaven, S.A. (filial de PDVSA) y BANFOANDES. Dicho fideicomiso se creó el 20 de junio de 2005 y está destinado a la creación de 1.000 módulos de asistencia médica para la Misión Barrio Adentro. Este fideicomiso fue constituido con un aporte inicial de 23 millones de dólares y tendrá una duración de un año, prorrogable automáticamente, por períodos iguales. Durante los años 2008 y 2007 este fideicomiso no recibió aportes adicionales de PDVSA.

Fondos para los Proyectos de Crudo Extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco

Al 31 de diciembre de 2008 el efectivo restringido incluye, principalmente, 300 millones de dólares depositados en cuentas de PDVSA Cerro Negro en los Estados Unidos; los cuales están afectados por una medida de embargo. Al 31 de diciembre de 2007 estos fondos corresponden a montos depositados en instituciones financieras en el exterior, restringidos para cumplir compromisos relacionados con el financiamiento recibido para el desarrollo de los proyectos de producción y mejoramiento del crudo extrapesado de la FPO.

Acuerdo de Cooperación Energética suscrito con la República Oriental del Uruguay

Como resultado de este acuerdo, suscrito en el año 2005, PDVSA se compromete a suministrar petróleo crudo, productos refinados y gas licuado de petróleo (GLP) a la República Oriental del Uruguay. Durante el año 2005, se efectuó un aporte inicial por 44 millones de dólares en una cuenta de una institución financiera ubicada en la República Oriental del Uruguay, en la cual serán depositadas las cobranzas a la Administradora Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), empresa petrolera de la República Oriental del Uruguay, provenientes de las ventas relacionadas con este acuerdo. Estos fondos están restringidos para realizar pagos a las empresas ubicadas en la República Oriental del Uruguay,



por las importaciones de bienes y servicios provenientes de ese país. Durante los años 2008 y 2007, se efectuaron aportes a este fondo por 5 millones de dólares y 24 millones de dólares, respectivamente.

Cartas de Crédito

En agosto de 2008, fueron colocados 100 millones de dólares en un banco europeo con la finalidad de garantizar el proyecto de ingeniería, procura y construcción (IPC) para la Central Eléctrica Bachaquero-Tamare contratada al Consorcio Man Ferrostaal-Koch. La inversión total estimada de este proyecto alcanza 420 millones de dólares.

Cuenta de Liquidez de CITGO

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 prestamos,

la cual está integrada por efectivo y depósitos a plazos, incluyendo los intereses devengados sobre estos montos.

j. Acuerdo de Suministro

PDVSA Petróleo mantiene varios acuerdos de suministros que se resumen a continuación:

k. 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) y sus interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera - CINIIF (International Financial Reporting Interpretations Committee - IFRIC) de la IASB.

ACUERDO DE SUMINISTRO

Entidad	Convenio de Suministro (MBD)	Año de finalización
ROG	245	Período de la asociación, más 3 años adicionales
Nynas	57	Período de la asociación, más 3 años adicionales
Hovensa	270	Entre 2014-2022
	572	

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 2008, entraron en vigencia las siguientes normas e interpretaciones:

- Enmiendas a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones, que permiten a la entidad, en circunstancias limitadas, reclasificar los activos financieros no-derivados fuera de las categorías de “valor razonable con cambios en resultados” y “disponibles para la venta”. Tales reclasificaciones generan requerimientos adicionales de revelación.
- La Interpretación N° 14 (CINIIF 14) - NIC 19 El Límite sobre un Activo por Beneficio Definido, Requerimientos Mínimos de Fondos y la Interacción Entre Éstos, que aclara cuándo los reembolsos o reducciones en contribuciones futuras relacionadas con un activo por beneficio definido, serán considerados como disponibles. Adicionalmente, provee una guía sobre el impacto de los requerimientos mínimos de financiamiento de tales activos. Asimismo, aclara cuando un requerimiento mínimo de financiamiento debería originar

un pasivo.

- La Interpretación N° 16 (CINIIF 16) Coberturas de la Inversión Neta en un Negocio Extranjero, define las condiciones para identificar los riesgos que deben ser contabilizados como instrumentos financieros de cobertura de acuerdo con la NIC 39.
- Durante el año 2008 PDVSA decidió adoptar de manera anticipada la aplicación de la NIC 23 revisada Costos de Financiamiento, cuya vigencia obligatoria se estableció para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009. Esta norma revisada elimina la opción de reconocer en los resultados los costos de financiamiento y requiere capitalizar estos costos, directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, como costo de ese activo.

Las políticas de contabilidad de la Corporación se han revisado y modificado, en los casos necesarios, para adoptar los requerimientos establecidos en estas nuevas normas o interpretaciones. La adopción de estas normas e interpretaciones no tuvo efectos significativos en los estados financieros consolidados de PDVSA.

m. 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 2008,

y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Las más importantes para PDVSA son las siguientes:

- En noviembre de 2008, la IASB emitió la interpretación N° 17 (CINIIF 17) - Distribuciones de Activos a los Propietarios, distintos a Efectivo, que aclara como una entidad debe medir las distribuciones de activos a sus propietarios, cuando paga dividendos en forma distinta al efectivo. Esta interpretación estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de julio de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta interpretación y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En julio de 2008, la IASB emitió una enmienda a la Norma Internacional de Contabilidad N° 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición (NIC 39), que aclara las situaciones en las que la inflación puede ser considerada como un riesgo cubierto para la contabilización de cobertura. Igualmente, aclara las condiciones para que una entidad pueda designar una opción como un instrumento de cobertura. Esta enmienda estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de julio de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta enmienda y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En mayo de 2008, 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 2008. Las más importantes para PDVSA son: NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Descontinuadas; NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones; NIC 1 Presentación de Estados Financieros; NIC 8 Políticas Conta-

bles, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores; NIC 10 Hechos Ocurredos Después de la Fecha de Reporte; NIC 16 Propiedades, Plantas y Equipos; NIC 18 Ingresos; NIC 19 Beneficios a los Empleados; NIC 20 Subvenciones del Gobierno, NIC 23 Costos de Financiamiento; NIC 27 Estados Financieros Consolidados y Separados; NIC 28 Inversiones en Asociadas; NIC 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias; NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos; NIC 34 Información Financiera Intermedia; NIC 36 Deterioro del Valor de los Activos; NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, NIC 40 Propiedades de Inversión y NIC 41 Agricultura.

Estas modificaciones estarán en vigencia para ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

La Corporación completó el análisis de estas mejoras y determinó que no tendrán efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En mayo de 2008, la IASB emitió una 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, la cual elimina la definición del método del costo y se sustituye por un requerimiento de presentar los dividendos recibidos de filiales y entidades controladas de forma conjunta, como ingresos en los estados financieros separados del inversionista. Esta enmienda estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta enmienda y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En febrero de 2008, la IASB emitió enmiendas a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y a la NIC 32 Instrumentos Financieros: Presentación, las cuales establecen cuándo ciertos instrumentos financieros deben ser clasificados como pasivos

o patrimonio. Regula los instrumentos financieros clasificados como patrimonio, que incluyen cláusulas contractuales para su recompra o liquidación por parte del emisor o, que imponen una obligación a la entidad de entregar una parte de sus activos netos, pero sólo en caso de una eventual liquidación. Estas enmiendas estarán en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta enmienda y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En enero de 2008, la IASB emitió la NIIF 3 revisada Combinaciones de Negocios, la cual mantiene el método de la compra para la contabilización de estas transacciones, pero introduce algunos cambios relacionados con la valoración de los intereses no controladores y las adquisiciones o combinaciones parciales. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de julio de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta norma y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En noviembre de 2006, la IASB emitió la NIIF 8 Segmento de Operación, la cual introduce el “enfoque de la administración” para la información financiera por segmentos y requerirá 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. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero 2009.

La Corporación completó el análisis de esta norma y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En septiembre de 2007, la IASB emitió la NIC 1 revisada Presentación de Estados Financieros, la

cual introduce un estado integral de resultados que incluye la utilidad o pérdida del ejercicio y los otros resultados integrales, constituidos por partidas de ingresos y gastos que no son reconocidos en los resultados del ejercicio por requerimientos de otras normas. Igualmente, requiere cambiar la denominación de “balance general” por “estado de situación financiera”. Esta norma revisada estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta norma y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En enero de 2008, la IASB emitió la NIC 27 revisada Estados Financieros Consolidados y Separados 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 subsidiaria, cualquier ganancia o pérdida es reconocida en el estado consolidado de resultados. Las inversiones mantenidas en la filial se miden a su valor razonable hasta la fecha que el control cesa. Esta norma revisada estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.

La Corporación completó el análisis de esta norma y determinó que no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros consolidados.

- En julio de 2008, la IASB emitió la interpretación N° 15 (CINIIF 15) Acuerdo para Construcción de Inmuebles, la cual regula el reconocimiento de ingresos en aquellas compañías que ejecutan proyectos de construcción de inmuebles para la venta, según planos, antes de que se complete la construcción.
- Esta interpretación estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.



6. Detalle de la Deuda Financiera Consolidada

La deuda financiera consolidada al 31 de diciembre de 2008, consiste en lo siguiente:

Los vencimientos de la porción no corriente de la deuda financiera consolidada, al 31 de diciembre de 2008, son los siguientes:

La deuda financiera consolidada está denominada en dólares, excepto las deudas en yenes y en bolívars fuertes indicadas anteriormente.

PDVSA (Casa Matriz)

Entre enero y febrero de 2007, se aprobó la emisión de la oferta pública de bonos, hasta por 7.500

millones de dólares con vencimientos a 10, 20 y 30 años (2017, 2027 y 2037), y serán pagados en dólares a su vencimiento. Esta emisión fue dirigida y regulada por el 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. Los bonos por pagar son reconocidos inicialmente al valor razonable, ajustado por los costos incurridos en la transacción y, posteriormente, son contabilizados a su costo amortizado; cualquier diferencia entre el valor razonable ajustado y el valor de redención es reconocida en el estado

consolidado de resultados durante el período del financiamiento, utilizando el método de interés efectivo. En la emisión combinada de estos bonos se generó una prima de 5,5%, la cual alcanzó 413 millones de dólares y durante el año 2008, fueron amortizados 10 millones de dólares que se incluyen en el estado

DETALLE DE LA DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA	
	en Millones de Dólares
PDVSA (Casa Matriz):	
Bonos no garantizados, con vencimientos en los años 2017, 2027 y 2037, por 3.000 millones de dólares, 3.000 millones de dólares y 1.500 millones de dólares y con intereses anuales pagaderos semestralmente de 5,25%, 5,375% y 5,50%, respectivamente.	7.500
Préstamos garantizados, otorgados por agencias gubernamentales de exportación e instituciones financieras, con interés anual variable LIBOR más 1,13% y vencimiento en el año 2022	3.094
Certificados de inversión emitidos a una tasa de rendimiento de 6,20% anual, y vencimiento en 90 días renovables.	1.156
Préstamos garantizados, otorgados por agencias gubernamentales de exportación e instituciones financieras, denominado en yenes, con interés anual variable entre 1,70% y 2,30%, y vencimiento en el año 2012.	208
Préstamo no garantizado, con interés variable LIBOR más 4,5% y vencimiento en el año 2010.	3
	11.961
CITGO:	
Préstamo garantizado, con interés variable LIBOR más 137,5 puntos bases o 1,84% en 2008 y 6,45% en 2007 y vencimiento en el año 2012.	612
Bonos exentos de impuesto, con interés anual variable y fijo entre 2% y 8% para 2008 y 2007; garantizados con cartas de crédito y vencimiento en el año 2043.	588
Préstamo garantizado con interés LIBOR más 2% y vencimiento en el año 2012	511
Línea de crédito rotativa garantizada, con interés anual de 3,25% en 2008 y 7,25% en 2007, y vencimiento en el año 2010,	413
Bonos sujetos a impuesto, garantizados con cartas de crédito, con interés promedio de 3,15% en 2008 y 5,90% en 2007, y vencimiento en el año 2026.	60
Facilidad de crédito, garantizada con cuentas por cobrar, con interés variable basado en papeles comerciales (A1/P1) entre 1,37% y 3,40% y vencimiento en el año 2009.	39
Pasivos por arrendamientos financieros.	30
	2.253
Van,	14.214

	EN MILLONES DE DÓLARES
Vienen,	14.214
PDVSA Gas:	
Pasivos de arrendamientos financieros, denominados en bolívares fuertes.	355
Petrocedeño:	
Línea de crédito garantizada, con interés anual variable entre LIBOR más 2,25% y 2,75% y vencimiento en el año 2012.	309
Refinería Isla:	
Pasivos de arrendamientos financieros.	175
PDVSA VI:	
Préstamo garantizados por PDVSA y la participación accionaria en Hovensa, L.L.C., con interés anual de 8,46%, y vencimiento en el año 2009.	15
Petrozuata:	
Bonos garantizados, con interés entre 7,63% y 8,37% anual, y vencimientos entre los años 2009, 2017 y 2022.	13
PDVSA Cerro Negro:	
Bonos garantizados, con interés entre 7,33% y 8,03%, y vencimientos en los años 2009 y 2028, respectivamente.	4
Productos La Fina:	
Pagarés con diferentes instituciones financieras en el país, con intereses anuales entre 16% y 19%, con vencimientos durante el año 2009 y denominados en bolívares fuertes.	6
INTEVEP:	
Pasivos de arrendamientos financieros denominados en bolívares fuertes.	3
Lácteos Los Andes:	
Pagarés con interés variable anual entre 15% y 18,85%, y vencimientos entre los años 2009 y 2010, denominados en bolívares fuertes.	1
	15.095

consolidado de resultados. Los bonos serán pagados en dólares a su vencimiento.

DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA	
al 31 de diciembre de 2008	
AÑOS	EN MILLONES DE DÓLARES
2010	875
2011	579
2012	1.238
2013	937
Años Restantes	9.786
	13.418

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 de dólares 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.

En febrero de 2007 un grupo de bancos, liderados por el Japan Bank for Internacional Cooperation (JBIC) aprobó el otorgamiento de un préstamo a la Corporación por 3.500 millones de dólares. Este préstamo con vencimiento a 15 años, causará intereses a una tasa equivalente a LIBOR más 1,13%, 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 el año 2008, la Corporación ha efectuado pagos por 233 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la Corporación mantiene un saldo de 3.094 millones de dólares y, 3.327 millones de dólares, 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 de dólares, contratada originalmente en el año 2007 por 1.124 millones de dólares, la cual había sido extendida por un año adicional el 25 de enero de 2008, y causó intereses a una tasa de LIBOR más 150 puntos base.

En diciembre de 2008, PDVSA emitió a favor del BANDES y el Banco del Tesoro, C.A. Banco Universal, certificados de inversión por 1.156 millones de dólares a una tasa de rendimiento de 6,20% anual, con vencimiento a 90 días renovables por períodos iguales.

CITGO

El 15 de noviembre de 2005, CITGO se comprometió, con una facilidad de crédito preferencial garantizada por 1.850 millones de dólares, conformada por una facilidad de crédito rotativo de 5 años por 1.150 millones de dólares y un préstamo de 700 millones de dólares con plazo de 7 años, a una tasa variable LIBOR más 137,5 puntos básicos. 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. 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 de dólares. 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 de dólares, fue amortizado durante el plazo del préstamo. 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. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el saldo de esta deuda es de 612 millones de dólares y 637 millones de dólares, respectivamente.

En junio de 2008, CITGO pagó la facilidad de crédito que mantenía por 1.000 millones de dólares, con tasa de interés LIBOR más 1,75%. Para pagar esta facilidad de crédito, CITGO obtuvo 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 de dólares, 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; la cual, al 31 de diciembre de 2008, es de 1,84%. Esta facilidad tiene un vencimiento anual, con opción de renegociación por períodos anuales. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de esta deuda es de 39 millones de dólares.

- El 16 de junio de 2008, un grupo de bancos

liderados por el Sumitomo Mitsui Bank Corporation (SMBC) otorgó un préstamo por 515 millones de dólares. Este préstamo tiene vencimiento en el año 2012, causa intereses a una tasa equivalente LIBOR más 2% e incluye dos amortizaciones especiales, la primera por 200 millones de dólares en febrero de 2011 y la segunda por 100 millones de dólares en febrero de 2012. Al 31 de diciembre de 2008, el saldo de esta deuda es de 511 millones de dólares.

A través de entidades estatales de los Estados Unidos, 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 y fijas, las cuales oscilaron entre 2% y 8%, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, 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 2008 y 2007, el saldo de esta deuda es de 588 millones de dólares y 562 millones de dólares, respectivamente.

CITGO mantiene una línea de crédito rotativa garantizada con vencimiento en el año 2010, por 1.150 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, la deuda por este concepto era de 413 millones de dólares y 80 millones de dólares, respectivamente. Este endeudamiento causó intereses a una tasa de 3,25% en el año 2008 y 7,25% en el año 2007. La porción no utilizada de la línea de crédito rotativa garantizada está sujeta al pago semestral de una comisión que oscila entre 15 y 50 puntos básicos al 31 de diciembre de 2008 y 2007. La

capacidad de crédito disponible de CITGO, neta de las cartas de crédito, era de 36 millones de dólares y 707 millones de dólares, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, respectivamente.

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 de dólares 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; y
- 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; el monto pagado fue de 161 millones de dólares, los cuales comprenden 158 millones de dólares de capital y 3 millones de dólares de intereses.

A partir de octubre de 2007, la información financiera de Petrozuata se incluye en los estados financieros consolidados de la Corporación, por lo cual se reconoce como parte de la deuda consolidada, a partir de esa fecha, el préstamo y los bonos garantizados de esa filial.

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, el saldo de esta deuda es de 13 millones de dólares y 800 millones de dólares, 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 consolida-

dos con los de CVP (filial de PDVSA). El monto de endeudamiento de esta empresa mixta era de 620 millones de dólares, causando intereses a una tasa LIBOR más 2,25% y 2,75%. Durante el año 2008, se han realizado pagos por 311 millones de dólares, que comprende 170 millones de dólares producto de la reestructuración de la deuda por la migración a empresa mixta y, 141 millones de dólares correspondiente a las amortizaciones corrientes de la deuda.

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 FPO, emitió bonos garantizados por 600 millones de dólares con interés anual entre 7,33% y 8,03%, y vencimientos entre los años 2009 y 2028. La participación de PDVSA Cerro Negro (Compañía poseída por PDVSA Petróleo) y de Mobil Cerro Negro (socia de este convenio) era 50% cada una. En diciembre de 2007, PDVSA pagó 501 millones de dólares, por 99% de los bonos emitidos por esta compañía para propósitos especiales.

Adicionalmente, PDVSA pagó 129 millones de dólares a un sindicato de bancos liderado por el ABN Amro Bank, para un total pagado de 630 millones de dólares, 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 BP posee 16,67%, a través de su filial Veba Oil & Gas Cerro Negro GmbH.

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 de dólares y, al 31 de diciembre de 2008, se habían realizado pagos sobre esos pagarés bancarios por 15 millones de dólares.

Lácteos Los Andes

En marzo de 2008, PDVSA adquirió 100% de las acciones de Lácteos Los Andes, la cual mantenía pagarés bancarios con seis instituciones financieras en el país por 17 millones de dólares y al 31 de diciembre de 2008 se han realizado pagos por un total de 16 millones de dólares.

Proyecto Hamaca

Durante el año 2007, PDVSA pagó totalmente el endeudamiento del antiguo Convenio de Asociación Hamaca, conformado por PDVSA, ConocoPhillips y ChevronTexaco, que operaba en la FPO. PDVSA pagó la deuda en dos partes: la primera, a través de un prepago inicial de 400 millones de dólares, el 30 de noviembre de 2007; y la segunda, por medio de un pago final de 340 millones de dólares, el cual se concretó el 14 de diciembre de 2007, para un pago total de 740 millones de dólares. De este monto correspondió a PDVSA 70% y a ChevronTexaco 30%. Los pagos fueron efectuados por Corpoguanipa (filial de PDVSA) y por Texaco Orinoco Resources Company (filial de Chevron Corporation).

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. La Corporación ha cumplido con estas cláusulas al 31 de diciembre de 2008 y 2007.

Facilidades de Crédito

Al 31 de diciembre de 2008, PDVSA tiene disponible líneas de crédito garantizadas por 36 millones de dólares.

Pasivos de Arrendamientos Financieros

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, se mantienen obligaciones por la adquisición de ciertos activos de refinación y plantas de compresión de gas y equipos conexos adquiridos bajo arrendamiento financiero, contabilizados como propiedades, plantas y equipos.

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, los pagos futuros por contratos de arrendamiento financiero, se resumen a continuación:

PASIVOS DE ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

AÑOS	MILLONES DE DÓLARES
2009	68
2010	61
2011	56
2012	45
2013	63
Años siguientes	395
Pagos futuros estimados por arrendamientos	688
Menos intereses	(125)
Total arrendamientos financieros	563



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 y 2007, consiste en lo siguiente:

PASIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA				
			MILLONES Dólares	
	Tasa de interés	Vencimiento	2008	2009
Pagarés Bancarios	5,59% a 7,82%	2008	-	2
Bonos al Portador	9,00%	2018	650	-
Bonos al Portador	10,25%	2014	13	260
JP Morgan Chase - OAM13	Libor + 0,20%	2011	5	7
TOTAL			668	269
Menos porción corriente de la deuda financiera			2	4
Porción no Corriente			666	265

Con fecha 10 de abril de 2008, EDC realizó una emisión pública de bonos en el mercado local (Bono 2018) por 650 millones de dólares, 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 EDC.

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 de dólares 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 de dólares.

- Línea de crédito otorgada en septiembre de 1999, por 36 millones de dólares 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, al 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

PORCIÓN NO CORRIENTE DE LA DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA

AÑOS	MILLONES DE DÓLARES
2010	2
2011	1
2014	13
Años restantes	650
	666

C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL)

Al 31 de diciembre de 2008 y 2007, ELEVAL mantiene pagarés bancarios con diferentes instituciones financieras en el país por 6 millones de dólares y 15 millones de dólares, respectivamente. Durante los años 2008 y 2007, estos pagarés causaron intereses a una tasa que osciló entre 20,22% y 26,00%, y entre 12,00% y 21,44%, respectivamente.

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. 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. Actualmente PDVSA y el MENPET están completando una serie de formalidades legales para la transferencia de las entidades del sector eléctrico a CORPOELEC; la Corporación estima que este proceso culminará durante el primer semestre de 2009. Por tal razón la deuda financiera de las compañías del sector eléctrico se incluye como pasivos disponibles para la venta.





X. Glosario de Términos



X. Glosario de Términos

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, S.A.	PDVSA Gas, S.A.
PDV Marina	PDV Marina, S.A.
Palmaven	Palmaven, S.A.
Interven Venezuela	Interven, S.A.
Deltaven	Deltaven, S.A.
PDVSA América	PDVSA América, S.A.
Bariven	Bariven, S.A.
Intevep	Intevep, S.A.
COMMERCHAMP	COMMERCHAMP, S.A.
PDVSA Agrícola	PDVSA Agrícola, S.A.
PDVSA Industrial	PDVSA Industrial, S.A.
PDVSA Servicios	PDVSA Servicios, S.A.
PDVSA Gas Comunal	PDVSA Gas Comunal, S.A.
PDVSA Ingeniería y Construcción	PDVSA Ingeniería y Construcción, S.A.
PDVSA Naval	PDVSA Naval, S.A.
PDVSA Desarrollos Urbanos	PDVSA Desarrollos Urbanos, S.A.
EDC	C. A. La Electricidad de Caracas
SENECA	Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A.
ELEVAL	C.A. Electricidad de Valencia
CALIFE	C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello
Corpoelec	Corporación Eléctrica Nacional, S.A.
BITOR	Bitúmenes del Orinoco, S.A.
Commercit	Commercit, S.A.
PDVSA VI	PDVSA Virgin Island, Inc.
SINOVENSA	Orifuels Sinoven, S.A.
PDVAL	Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL), S.A.
PDVSA Cuba	PDVSA Cuba, S.A.
PDV Cupet	PDV Cupet, S.A.
PDV Andina	PDV Andina, S.A.
PDVSA Bolivia	PDVSA Bolivia, S.A.
PDVSA Colombia	PDVSA Colombia, S.A.
PDVSA Ecuador	PDVSA Ecuador, S.A.
PDV Sur	PDV Sur, S.A.

PDVSA Argentina	PDVSA Argentina, S.A.
PDVSA Uruguay	PDVSA Uruguay, S.A.
PDV Caribe	PDV Caribe, S.A.
Lagoven	Lagoven, S.A.
Maraven	Maraven, S.A.
Corpoven	Corpoven, S.A.
Vengas	Vengas, S.A.
Tropigas	Tropigas, S.A.C.A.
Petropiar	Petropiar, S.A.
Petrocedeño	Petrocedeño, S.A.
Petromonagas	Petromonagas, S.A.
Petrolera Sinovensa	Petrolera Sinovensa, S.A.
Petrolera Bielovenezolana	Petrolera Bielovenezolana, S.A.
Petrolera Indovenezolana	Petrolera Indovenezolana, S.A.
Petrozumano	Petrozumano, S.A.
Petrozuata	Petrolera Zuata, Petrozuata C.A.
Sincor	Sincrudos de Oriente, S.A.
Cerro Negro	Petrolera Cerro Negro, S.A.
Hamaca	Petrolera Hamaca, C.A.
Petrolera Paria	Petrolera Paria, S.A.
Petrolera Güiria	Petrolera Güiria, S.A.
Petrosucre	Petrosucre, S.A.
Veneziran Oil Company	Veneziran Oil Company, S.A.
ALBANAVE	ALBANAVE, S.A.
FPO	Faja Petrolífera del Orinoco
POMR	Proyecto Orinoco Magna Reserva
PSO	Proyecto Socialista Orinoco

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
E/S	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
MMMBIs	Miles de millones de barriles
MMBsF	Millones de bolívares fuertes
MBPCE	Miles de barriles de crudo equivalentes
MMBpce	Millones de barriles de crudo equivalentes

MBpced	Miles de barriles equivalentes de crudo diarios
MMBpced	Millones de barriles equivalentes de crudo diarios
MMLts	Millones de litros
MPC	Miles de pies cúbicos
MMPC	Millones de pies cúbicos
MPCD	Miles de pies cúbicos diarios
MMPCD	Millones de pies cúbicos diarios
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MPCN	Miles de pies cúbicos normales
MMPCN	Millones de pies cúbicos normales
MMMPCN	Miles de millones de pies cúbicos normales
MMPCGD	Millones de Pies cúbicos de gas diario
MMPC/Bls	Millones de pies cúbicos por barriles
MBtu	Miles de unidades térmicas británicas
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
Mt	Metros
Mt2	Metros cuadrados
MTM	Miles de toneladas métricas
MTM/A	Miles de toneladas métricas por año
MMT/A	Millones de toneladas métricas por año
MMUS\$	Millones de dólares estadounidenses
MMKW	Millones de Kilo watt
MW	Mega watt
MWh	Mega watt hora
MW/p	Mega watt por paneles
OCTG	Oil Country Tubular Goods
PC	Pies cúbicos
PC/B	Pies cúbicos por barril
PCD	Pies cúbicos diarios
PCN	Pies cúbicos normales
PCGD	Pies cúbicos de gas diario
Pen	Porcentaje de penetración
POES	Petróleo original en sitio
p/p	masa de soluto/masa de solución
Und	Unidades
US\$	Dólares estadounidenses

US\$/B	Dólares estadounidenses por barril
US\$/L	Dólares estadounidenses por litro
UT	Unidades Tributarias
K	Kilos
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
Km2	Kilómetros cuadrados
KW	Kilo watt
KWh	Kilo watt hora
in	Pulgadas
Ha	Hectáreas
H/H	Horas/Hombre
Hp	Horse power
T	Toneladas
TA	Toneladas año
TD	Toneladas diarias
TM	Toneladas métricas
TM/A	Toneladas métricas año
W	Watt
Wh	Watts hora
Ra/Rc	Reacondicionamiento/Recompletación
2D	Bidimensional
3D	Tridimensional