



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



➤ INFORME DE
GESTIÓN ANUAL
2007

INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2007 DE PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A.

Depósito legal:
If13679937778893

Distribución gratuita.

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

Coordinación:
Gerencia Corporativa de Finanzas de Petróleos de Venezuela, S.A.

Producción:
Gerencia Corporativa de Asuntos Públicos de Petróleos de Venezuela, S.A.

Diseño gráfico:
FIDES IMAGEN, C.A.

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

Caracas, Venezuela, marzo de 2008

Contenido



I. Visión General del Negocio

1. Historia y Desarrollo de la Compañía	16
2. Fortalezas que Soportan la Industria Petrolera	18
3. Descripción del Negocio	20
a. Actividades	20
b. Desarrollo Social	21
c. Convenios de Cooperación Energética	21
d. Nuevos Negocios	22



II. Organización

1. Estructura Organizacional	24
2. Descripción de las Principales Filiales	25
a. PDVSA Petróleo, S.A.	25
b. Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP)	25
c. PDVSA Gas, S.A.	25
d. PDV Marina, S.A.	25
e. Palmaven, S.A.	25
f. Interven Venezuela, S.A.	26
g. Deltaven, S.A.	26
h. PDVSA América, S.A.	26
i. Bariven, S.A.	26
j. INTEVEP, S.A.	26
k. COMMERCHAMP, S.A.	26
l. PDVSA Agrícola, S.A.	26
m. PDVSA Industrial, S.A.	27
n. PDVSA Servicios, S.A.	27
o. Filiales y Afiliadas Internacionales	27
3. Gobierno Corporativo	29
a. Asamblea de Accionistas	29
b. Junta Directiva	29
c. Comité de Auditoría	35
d. Control Interno	35
4. Recursos Humanos	37



III. Plan Estratégico

1. Ejes del Plan Siembra Petrolera	40
<i>a.</i> Certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Proyecto Magna Reserva)	42
<i>b.</i> Expansión de Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco	43
<i>c.</i> Producción en Áreas Tradicionales	43
<i>d.</i> Desarrollo de Gas Costa Afuera	43
<i>e.</i> Aumentos y Mejoras en Refinación	44
<i>f.</i> Comercialización de Crudos y Productos	44
<i>g.</i> Desarrollo de Infraestructura	44
2. Estrategia del Negocio	45
<i>a.</i> Desembolsos por Inversiones	45
<i>b.</i> Exploración, Producción y Mejoramiento de Crudos	46
<i>c.</i> Refinación	46
<i>d.</i> Comercio y Suministro	47
<i>e.</i> Gas Natural	47
<i>f.</i> Empresas de Producción Social	48
3. Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos	50
<i>a.</i> Ceuta – Tomoporo	50
<i>b.</i> Suministro Eléctrico Costa Oriental del Lago - Occidente	50
<i>c.</i> Crecimiento Distrito Norte	50
<i>d.</i> Crecimiento Distrito Morichal	50
<i>e.</i> Nuevos Desarrollos en el Área de la Faja Petrolífera del Orinoco	51
<i>f.</i> Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte	51
<i>g.</i> Gran Delta Caribe Oriental	51
<i>h.</i> Complejo Criogénico de Occidente	51
<i>i.</i> Gas Anaco	52
<i>j.</i> Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)	52
<i>k.</i> Interconexión Centro Occidente (ICO)	52
<i>l.</i> Jose 250	52
<i>m.</i> Mariscal Sucre	53
<i>n.</i> Sistema Nor-Oriental del Gas	53
<i>o.</i> Gasificación Nacional	53
<i>p.</i> Plataforma Deltana	53
<i>q.</i> Autogas - Gas Natural Vehicular (GNV)	53
<i>r.</i> Rafael Urdaneta	53
<i>s.</i> Conversión Profunda de la Refinería Puerto La Cruz	54
<i>t.</i> Conversión Profunda de la Refinería El Palito	54
<i>u.</i> Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela	54





IV. Principales Actividades

1. Exploración y Producción	56
<i>a.</i> Reservas	56
<i>b.</i> Producción	62
<i>c.</i> Asociaciones con Terceros	64
<i>d.</i> Proyecto Magna Reserva	71
2. Gas	74
3. Refinación	78
<i>a.</i> Capacidad de Refinación	79
<i>b.</i> Refinación Nacional	80
<i>c.</i> Refinación Internacional	81
4. Comercio y Suministro	87
<i>a.</i> Exportaciones	87
<i>b.</i> Mercado Interno	91
<i>c.</i> Deltaven, S.A.	93
5. Transporte, Buques y Tanqueros	95
<i>a.</i> Suministro y Logística	95
<i>b.</i> PDV Marina	96
6. Investigación y Desarrollo	99
7. Seguridad y Ambiente	103
<i>a.</i> Ambiente e Higiene Ocupacional	103
<i>b.</i> Seguridad Industrial	106
8. Desarrollo Social	109

7



V. Convenios de Cooperación Energética

123



VI. Nuevos Negocios

<i>a.</i> Empresas de Servicios Petroleros	130
<i>b.</i> Empresas de Producción Social	135
<i>c.</i> Empresas del Sector Agrícola	139



VII. Empresas del Sector Eléctrico 141

VIII. Litigios y Otros Reclamos 145

IX. Análisis Operacional y Financiero

1. Resumen Ejecutivo	148
2. Inflación y Devaluación	149
3. Aportes Pagados a la Nación	150
<i>a.</i> Impuesto Sobre la Renta	150
<i>b.</i> Regalía	150
<i>c.</i> Impuesto de Extracción	150
<i>d.</i> Impuesto de Registro de Exportación	151
<i>e.</i> Impuesto Superficial	151
<i>f.</i> Impuesto al Valor Agregado (IVA)	151
<i>g.</i> Impuesto de Consumo General	151
<i>h.</i> Dividendos	151
4. Reversión Monetaria	152
5. Resultados Operacionales y Financieros	153
<i>a.</i> Resumen consolidado de Información Financiera	155
<i>b.</i> Producción	158
<i>c.</i> Ingresos Totales	159
<i>d.</i> Costos y Gastos	159
<i>e.</i> Flujo de Caja	160
<i>f.</i> Efectivo Restringido	160
<i>g.</i> Acuerdos de Suministro	162
<i>h.</i> Políticas Contables Significativas	162
6. Detalle de la Deuda Financiera Consolidada	164



Mensaje del Presidente de PDVSA



Los resultados de la gestión correspondiente al año 2007 nos muestran una PDVSA fortalecida, claramente definida en su rol y en su responsabilidad con la sociedad venezolana. PDVSA está consciente de su papel como la Empresa Nacional de Petróleo del Estado Venezolano, responsable de la explotación de uno de nuestros principales recursos no renovables: los hidrocarburos. PDVSA es, y debe continuar siendo, la fuerza y motor para el desarrollo nacional, y la palanca para la transformación integral de nuestra sociedad.

La nueva PDVSA se muestra orgullosa como una Empresa Nacional, subordinada al Estado Venezolano y profundamente comprometida con el auténtico dueño del petróleo: el pueblo venezolano.

Con este informe de gestión presentamos los resultados operacionales y financieros obtenidos al cierre de este ejercicio, en el que nos ha tocado la tarea de dirigir los destinos de nuestra principal industria; de igual manera, presentamos los grandes e importantes retos que tenemos por delante, con el compromiso de hacer realidad la verdadera siembra del petróleo.

Nuestra actuación siempre ha estado guiada por profundas convicciones morales y éticas, en procura de una gestión responsable, eficiente y transparente. Después de las terribles consecuencias del sabotaje petrolero de los años 2002 y 2003, que tanto daño ocasionaron

a la población venezolana, PDVSA ha logrado consolidar una estructura organizativa capaz de enfrentar los retos diarios que nos presenta nuestra actividad fundamental. Hemos recuperado de manera extraordinaria nuestra producción, la operatividad de nuestras refinerías, los sistemas operativos, administrativos y de control, el suministro de combustible, el comercio internacional y todas las instalaciones que fueron objeto de sabotaje.

Al mismo tiempo, nos hemos incorporado de manera decidida a importantes y necesarias actividades sociales, apoyando el esfuerzo del Gobierno Bolivariano por lograr una sociedad más justa, como un mecanismo para alcanzar la inclusión de todos los ciudadanos, en condiciones de igualdad y justicia social, permitiendo el desarrollo integral del país y dejando atrás siglos de desequilibrios entre nuestra población.

PDVSA cuenta con un personal joven, altamente comprometido y técnicamente preparado para soportar y garantizar la consolidación y la continuidad de nuestras operaciones, lo que nos impulsa hacia los niveles óptimos de calidad y desempeño en el trabajo. Ese recurso humano, constituido por mujeres y hombres de este pueblo, nos demuestra día a día su compromiso con la sociedad y con el rol de una nueva PDVSA, identificada con una visión nacional, popular y revolucionaria.

Plena Soberanía Petrolera

Durante el año 2007 se completó el proceso de migración, al esquema de Empresas Mixtas contemplado en nuestra Ley Orgánica de Hidrocarburos, con participación mayoritaria de PDVSA, de todos los antiguos convenios de asociación en la Faja Petrolífera del Orinoco, así como de los antiguos convenios de exploración a riesgos y ganancias compartidas, con lo cual se consolidó la política de Plena Soberanía Petrolera.

Esta acción de soberanía, que ha servido de complemento a otras importantísimas decisiones tomadas en los últimos años, ha puesto fin a la llamada “apertura petrolera”, un perverso capítulo de nuestra historia reciente, iniciado por la gerencia “meritocrática” de la vieja PDVSA a principios de la década de los años noventa, que pretendía privatizar nuestra industria, en beneficio del interés transnacional, afectando los legítimos derechos del pueblo y del Estado Venezolano, único dueño de nuestro petróleo.

Con el fin de la apertura petrolera, PDVSA pasa a tener control sobre todas las actividades relacionadas con la explotación de los hidrocarburos en el país, garantizando una total alineación de estas actividades con los planes estratégicos de la Nación y con los lineamientos del Ejecutivo Nacional, por intermedio del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

La política de Plena Soberanía Petrolera ha significado grandes avances sociales, económicos y políticos para la Nación, entre los cuales mencionamos los siguientes:

Incremento de la Recaudación Fiscal:

La estrategia del Ejecutivo Nacional, de normalización y ajuste de las tasas para la determinación y pago de la regalía y el impuesto sobre la

renta petrolera, incluyendo la creación de nuevos tributos de acuerdo a lo establecido en la Ley, han permitido al Fisco Nacional aumentar su recaudación en más de 40.000 millones de dólares, entre los años 2002 y 2007. Estos recursos, que hoy son administrados por el Estado Venezolano han permitido la distribución revolucionaria de la renta petrolera, a través de los programas sociales y del impulso del Plan de Desarrollo de la Nación.

Ahorro de Costos para PDVSA:

La migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas, ordenada y ejecutada a partir del 1° de abril de 2006, ha permitido ahorros en los costos operativos de PDVSA de más de 2.700 millones de dólares, entre los años 2006 y 2007, mejorando nuestros resultados financieros y fortaleciendo nuestra situación patrimonial.

PDVSA ha asumido estos procesos, como actos de soberanía, con base en los preceptos establecidos en el marco jurídico y regulatorio vigente, sin atropellos y en un ambiente de respeto y trato justo hacia nuestros socios. Bajo el esquema de Empresas Mixtas, continuamos trabajando con compañías petroleras de todo el mundo, pero eso sí, en el marco de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y de Hidrocarburos Gaseosos, así como de otros reglamentos y normas que conforman el marco jurídico de la actividad petrolera en nuestra Nación, y teniendo como norte la protección de los intereses de nuestro pueblo.

Resultados Operacionales y Financieros

Los resultados obtenidos durante el año 2007 ratifican la alta capacidad operativa y la solidez financiera de PDVSA, confirmándola como la 5° mayor empresa petrolera del mundo y la



más grande de América Latina, según estudio recientemente publicados por Petroleum Intelligence Weekly (PIW).

Durante el año 2007, PDVSA y sus empresas filiales obtuvieron ingresos operacionales a nivel mundial por 96.242 millones de dólares, gracias al esfuerzo de mantener nuestros niveles de producción de crudo y líquidos del gas natural (LGN) a nivel Nación en 3,3 millones de barriles diarios, incluyendo la producción de las empresas que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco.

Las exportaciones totales del año, incluyendo las ventas efectuadas por los negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco, totalizaron 2,8 millones de barriles diarios.

Los precios de exportación de la cesta venezolana se mantuvieron en un promedio de 64,74 dólares por barril. Estos niveles de ingresos, aunados a la consistente y sistemática reducción de nuestros niveles de costos y gastos, permitió obtener una ganancia neta en operaciones por 25.292 millones de dólares. De este monto, una vez deducidos los aportes para el desarrollo social y el gasto de impuesto sobre la renta causado en el ejercicio, resultó una utilidad neta consolidada mundial por el orden de los 6.273 millones de dólares.

Producto de los resultados obtenidos en los últimos años, y de las decisiones, políticas y lineamientos del Ejecutivo Nacional, durante el año 2007 la nueva PDVSA logró revertir la terrible situación deficitaria que presentaba al cierre de 1998, momento en que el Presidente Hugo Chávez Frías asumió la jefatura del Estado Venezolano.

Tal como fue denunciado por el Comisario Mercantil de PDVSA, en su informe sobre la gestión del año 1999, los estados financieros de

PDVSA al cierre de 1998 reflejaban, un déficit de 14.626 millones de dólares. Los dirigentes de la Cuarta República, aliados con la gerencia “meritocrática” de la vieja PDVSA, tenían a nuestra principal industria en una situación de quiebra, producto de desacertadas decisiones operacionales y financieras.

Con mucho orgullo y satisfacción presentamos al pueblo Venezolano, una empresa sana, vigorosa, en marcha con activos por más de 107 mil millones de dólares y un patrimonio neto de más de 56 mil millones de dólares.

Apoyo al desarrollo Social Integral del País

Durante el año 2007, PDVSA continuó y profundizó su decidido apoyo a los diferentes proyectos, planes y programas de desarrollo social, establecidos por el Gobierno Bolivariano. Los aportes para el desarrollo social, efectuados por PDVSA durante este año alcanzaron a 13.897 millones de dólares, distribuidos de la siguiente manera:

- 6.761 millones de dólares para el Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden), para la ejecución de obras y proyectos de infraestructura.
- 5.693 millones de dólares para las misiones sociales y otros programas sociales (Misiones Barrio Adentro I, II y III, Ribas, Mercal, Milagro, Revolución Energética, Sucre e Identidad, entre otras).
- 1.443 millones de dólares para planes especiales de inversión en Vivienda y Hábitat (524 millones de dólares), y Proyectos Agrícolas (919 millones de dólares).

A través de los aportes de PDVSA para el desarrollo social, el Estado Venezolano distribuye los excedentes de la renta petrolera, entre la población venezolana, mediante la asignación de recursos para proyectos de infraestructura y apoyo a las diferentes misiones sociales.



Fortalecimiento Internacional e Integración Regional

El actual modelo de desarrollo capitalista, basado en la explotación irracional de la energía, es inviable e insostenible. Las reservas de hidrocarburos en el mundo no son suficientes para sostener el enorme consumo actual de los países industrializados ni su proyección de crecimiento futuro.

Ante esta descomunal voracidad energética, el Gobierno Bolivariano de Venezuela realiza esfuerzos dentro de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), para promover la administración racional de la tasa de explotación de estos recursos naturales no renovables, la máxima valorización del recurso petrolero, el equilibrio energético mundial y el empleo estratégico de los hidrocarburos para la integración, la justicia social, la solidaridad, y el combate a la pobreza y a la exclusión social.

La integración energética de los pueblos de Latinoamérica y el Caribe, es planteada por nuestro Gobierno, a través de Petroamérica, iniciativa enmarcada en la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA).

Petroamérica es el habilitador geopolítico orientado hacia el establecimiento de mecanismos de cooperación e integración, utilizando los recursos energéticos de las regiones del Caribe, Centroamérica y Suramérica. En Petroamérica confluyen tres iniciativas subregionales: Petrocaribe, Petrosur y Petroandina, las cuales tienen, entre otros, los siguientes objetivos:

- Mitigar las asimetrías en el acceso a recursos energéticos
- Establecer mecanismos de cooperación e integración, sobre la base de la complementariedad.

- Impulsar la interconexión energética y la inversión conjunta en proyectos económicos, sociales y energéticos.

Los Nuevos Retos de PDVSA: El Plan Siembra Petrolera

En el marco del Plan de Desarrollo de la Nación, PDVSA viene ejecutando el Plan Siembra Petrolera, el cual contempla siete ejes para el desarrollo petrolero y gasífero nacional:

Proyecto Magna Reserva: Cuantificación y certificación de las reservas en los bloques Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El objetivo del Proyecto Magna Reserva, es lograr cuantificar y oficializar al menos 17% del Petróleo Original en Sitio (POES) como reservas probadas, basado en la revisión integral de toda el área de la Faja Petrolífera del Orinoco y de la aplicación de tecnologías de punta que mejoren el factor de recobro.

Desde que comenzó el proyecto en el año 2005, hasta el cierre del año 2007, se han cuantificado y oficializado por el MENPET 20 mil millones de barriles de crudo pesado de los 235 mil millones de barriles que considera el proyecto; es decir, hasta el año 2007 se ha alcanzado más de un 9% de la meta total; el resto se estima completar a finales del año 2009.

Expansión de los Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco: Desarrollo integral de la región norte del Orinoco.

El Plan Siembra Petrolera considera el desarrollo de tres módulos para la producción de 615 mil barriles diarios de crudo mejorado, con la participación de terceros, además, se construirán dos (2) ciudades alrededor del complejo de procesamiento de crudos pesados para

fomentar el proceso de desconcentración poblacional.

Producción en Áreas Tradicionales: Incremento de nuestra producción hasta 5,8 millones de barriles diarios para el año 2012.

Desarrollo de Gas Costa Afuera: Desarrollo industrial integral de los yacimientos de gas Costa Afuera, en el oriente (Plataforma Deltana, con una producción planificada de 1.470 millones de pies cúbicos diarios de gas y Mariscal Sucre con 1.200 millones de pies cúbicos diarios de gas) y en el occidente (Rafael Urdaneta, con una producción esperada de 1.000 millones de pies cúbicos diarios de gas).

Está en progreso la construcción del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIG-MA), para el tratamiento y acondicionamiento del gas de Costa Afuera, ubicado en el Estado Sucre, que contempla una planta petroquímica, áreas de almacenamiento, muelles y terminales, plantas de licuefacción de gas, así como también un parque industrial.

Aumentos y Mejoras en Refinación: Creación de nuevos centros de refinación (Cabruta, Batalla de Santa Inés y Caripito).

En este eje se busca incrementar la capacidad de procesamiento de crudo venezolano en el país, mediante la creación de nuevos centros de refinación: Cabruta, con capacidad de 400 mil barriles diarios; Batalla de Santa Inés, ubicada en el estado Barinas, con 50 mil barriles diarios; y Caripito con 50 mil barriles diarios para producción de asfalto. Además, se busca potenciar y optimizar los procesos de las plantas existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Puerto La Cruz y El Palito) para aumentar el procesamiento de residuales y obtener mayores destilados medios.

Este plan de expansión y optimización de refinación, se integrará con proyectos agroenergéticos para la producción de etanol, como aditivo de la gasolina, impactando de manera importante la ocupación del campo y contribuyendo a la consolidación territorial.

Comercialización de Crudos y Productos: Garantizar la seguridad y confiabilidad energética nacional y fortalecer la política petrolera internacional.

Para el año 2012, se espera una disponibilidad de crudo para exportación de 3,4 millones de barriles diarios y para refinación 1,8 millones de barriles diarios, para un total de suministro de crudos de 5,2 millones de barriles diarios. Con la producción de las Empresas Mixtas de los ex-convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco de 622 mil barriles diarios, el suministro nacional de crudo asciende a los 5,8 millones de barriles diarios.

Infraestructura: Ampliar la capacidad de recolección, almacenamiento y transporte de los hidrocarburos.

Tiene como objetivo facilitar la integración regional a través de gasoductos con el Sur, los Andes y el Caribe, y sustituir la infraestructura obsoleta. Adicionalmente, el proyecto contempla el desarrollo de una red de gasificación domiciliar. La ampliación de esta infraestructura permitirá una mayor flexibilidad para manejar la expansión de la volumetría prevista en el plan, en términos de crudo, productos y gas natural.

El Plan Siembra Petrolera contempla inversiones por 78.116 millones de dólares, entre los años 2007 y 2012, lo cual incrementará las capacidades operacionales de PDVSA, dando un gran impulso a la economía venezolana, y generando una gran cantidad de oportunidades para el desarrollo integral del país.



Las nuevas filiales de PDVSA, previstas para apoyar el Plan Siembra Petrolera, serán herramientas valiosas para que el Estado Venezolano genere los espacios necesarios que equilibren el mercado nacional.

PDVSA Servicios: con esta filial se lograrán importantes ahorros en el área de servicios de PDVSA, apoyando decididamente la administración de los taladros recientemente nacionalizados, los taladros fabricados en China, los alquilados a terceros, así como aquellos que se utilizan en servicio a pozos, las maquinarias y procesos de sísmica.

PDVSA Industrial: trata de cubrir las necesidades del pueblo con líneas de productos del sector hogar. Se propone incursionar en la manufactura de bienes finales de consumo masivo como ropas, calzado, enseres domésticos, herramientas, camas, comedores y otras piezas de mobiliario, así como electrodomésticos de línea blanca y marrón, televisores y radios.

PDVSA Agrícola: utilizará las tierras de PDVSA para cosechar alimentos. Dentro de este plan, durante el año 2007, se dio inicio al programa de siembra de soya y caña de azúcar. Para complementar la cadena de valor de actividad agrícola, se crea la Productora y Distribuidora Venezolana de Alimentos (PDVAL) con el objeto de realizar actividades de producción, abastecimiento y comercialización nacional e internacional de alimentos, garantizando un abastecimiento estable, permanente y creciente.

PDVSA Gas Comunal: se destina básicamente a la distribución de gas a las comunidades desde las plantas de llenado hasta los hogares.

PDVSA Ingeniería y Construcción: desarrollará plataformas para las actividades de producción Costa Afuera.

PDVSA Naval: construirá barcos, astilleros y diques.

PDVSA Desarrollos Urbanos: contribuirá con el desarrollo en materia de vivienda y hábitat. En estrecha relación con otros institutos y ministerios se adelanta la construcción de viviendas y desarrollos habitacionales en el país.

El informe sobre la gestión del año 2007, que hoy presentamos, es el resultado del esfuerzo de las mujeres y hombres que con su trabajo y constancia han apoyado la consolidación operativa y financiera de PDVSA. El trinomio Pueblo – Fuerza Armada – Trabajadores Petroleros, ha sido uno de los factores claves para el éxito alcanzado.

Debemos continuar demostrando esta capacidad de trabajo en equipo, desarrollo profesional, disciplina y organización, para poder hacer realidad la definitiva Siembra del Petróleo, en beneficio del pueblo venezolano, como herramienta fundamental para crear las condiciones económicas y sociales que permitan la construcción del socialismo en nuestro país.



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



The background of the slide is a photograph of an industrial facility at night, illuminated by various lights. A grid of semi-transparent, colored squares is overlaid on the image. The colors of the squares include shades of blue, purple, teal, and orange. A large orange arrow on the right side of the grid points towards the right. The text 'I. Visión General del Negocio' is centered in the grid, with a grey arrow pointing to the left and a large orange arrow pointing to the right.

I. Visión General del Negocio

1 Historia y Desarrollo de la Compañía



Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es una compañía propiedad de la República Bolivariana de Venezuela¹, creada por el Estado venezolano² en 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, anteriormente Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET).

PDVSA es responsable, en Venezuela, del desarrollo de la industria de los hidrocarburos; así como también, de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades relacionadas con la exploración, la explotación, la manufactura, la refinación, el transporte por medios especiales, y las ventas de 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 de 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.

Las principales actividades de PDVSA están reguladas por la Ley Orgánica de Hidrocarburos, ley vigente desde el año 2002, 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. En lo que concierne a las operaciones relacionadas con gas, éstas se rigen por la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos de septiembre de 1999 y su Reglamento de junio de 2000.





En consonancia con 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, PDVSA asume una nueva responsabilidad social y participa en diferentes programas establecidos por el Ejecutivo Nacional, con la finalidad de apoyar las obras o servicios destinados al desarrollo de infraestructura y vialidad, actividades agrícolas, de salud y educación, y a cualquier otra inversión productiva en Venezuela.

PDVSA tiene su domicilio en Venezuela. Sus 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



1 En lo sucesivo, Venezuela
2 En lo sucesivo, Estado

2 Fortalezas que Soportan la Industria Petrolera

La siguiente tabla muestra los datos financieros, operacionales y de recursos humanos al 31 de diciembre de 2007 y por el período terminado en esa fecha, presentes en la industria:

FORTALEZAS QUE SOPORTAN LA INDUSTRIA PETROLERA

Fuerza Laboral Propia	61.909	Personas
Fuerza Laboral Contratada	15.383	Personas
Ingresos Operacionales - Consolidado	96.242	MMUS\$
Ganancia Neta - Consolidada	6.273	MMUS\$
Adquisición de Sísmica 3D	3.531	Km2
Reservas Probadas de Petróleo	99,4	MMMBIs
Reservas de Petróleo en Proceso de Certificación (Estimado)	215	MMMBIs
Reservas Probadas de Gas	170,9	MMMMPC
Reservas de Gas en Proceso de Certificación (Estimado)	196	MMMMPC
Potencial de Producción de Crudo	3.561	MBD
Producción de Crudo Nación	3.150	MBD
Pozos Activos	15.817	Und
Taladros / Año	111	Und
Yacimientos	18.176	Und
Campos Petroleros	394	Und
Principales Oleoductos	4.865	km
Capacidad de Refinación Participación PDVSA	3.098	MBD
Capacidad de Refinación en Venezuela	1.303	MBD
Capacidad de Refinación Internacional	1.795	MBD
Estaciones de Servicios PDV en Venezuela	784	Und
Estaciones de Servicios con Contrato de Abanderamiento	203	Und
Plantas Compresoras de Gas en PDVSA Gas	21	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	4.267	Km
Poliductos para Transporte de LGN	381	Km



Ranqueo de PDVSA

De acuerdo con un estudio comparativo publicado el 3 de diciembre de 2007 por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PDVSA se encuentra entre las compañías más grandes a nivel mundial en el negocio petrolero, ocupando las siguientes posiciones:

- Quinta en reservas probadas de petróleo y gas.
- Sexta en producción.

- Quinta en capacidad de refinación.
- Octava en ventas.

El estudio fue basado en una combinación de criterios operacionales, tales como: reservas, producción refinación y ventas.

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

POSICIÓN DE PDVSA ANTE OTRAS EMPRESAS, según el estudio antes mencionado

Posición	Empresa	País	Producción Líquidos	Reservas Líquidos	Producción de Gas	Reservas de Gas	Capacidad de Refinación	Ventas
1	Saudi Aramco	Arabia Saudita	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	BP	Reino Unido	8	16	4	15	6	3
5	PDVSA	Venezuela	6	5	26	5	5	8
6	Royal Dutch Shell	Holanda	9	26	5	16	2	2
7	CNPC	China	4	9	13	12	9	14
8	ConocoPhillips	EUA	15	22	9	19	7	6
9	Chevron	EUA	14	19	11	23	12	5
10	Total	Francia	18	23	12	20	8	4
11	Pemex	México	3	11	14	33	13	13
12	Gazprom	Rusia	23	18	1	3	25	26
13	Sonatrach	Argelia	12	13	6	6	34	25
14	KPC	Kuwait	7	4	39	14	19	20
15	Petrobras	Brasil	10	17	23	35	11	10

Fuente: Petroleum Intelligence Weekly, diciembre de 2007



3 Descripción del Negocio

PDVSA desarrolla sus operaciones a través de sus filiales, así como también, con la participación en asociaciones con compañías locales y extranjeras; estas últimas sujetas a leyes y regulaciones diferentes. 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 para la exportación de líquidos de gas natural (LGN).
- Refinación, mercadeo, transporte de crudo y productos refinados, y el procesamiento, mercadeo y transporte de gas natural.
- Las reservas de petróleo y gas natural de Venezuela y las operaciones de exploración, producción y mejoramiento están localizadas sólo en Venezuela, mientras que 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 y Costa Afuera, con el fin de manejar sus operaciones aguas arriba que incluyen las actividades de: exploración, producción y mejoramiento de crudo extrapesado. 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 las regiones orientales y del medio oeste de los Estados Unidos.
- Negocios en el Caribe, principalmente, a través de la Refinería Isla y operación de terminales de almacenamiento a través BOPEC en Bonaire, BulemBay en Curazao y BORCO (en proceso de venta) en las Bahamas. Asimismo, PDVSA a través de su filial PDV Caribe es dueña de una planta de llenado de bombonas de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en St. Vincent.
- Negocios de refinación en los Estados Unidos de América a través de ocho refinerías de las cuales cinco son propiedad de CITGO: Lake Charles, Corpus Christi, Lemont, Paulsboro, Savannah y una participación del 50% en Chalmette, 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, Schwedt, Neustadt, Karlsruhe, Nynashamn, Gothenburg, Dundee, y Eastham.
- Conducción de actividades de transporte marítimo, a través de su filial PDV Marina poseedora de 21 tanqueros.
- El negocio del gas lo desarrolla PDVSA Gas, S.A. filial verticalmente integrada. Esta filial se encarga de actividades de explotación de gas y el procesamiento de gas para la producción de LGN; así como, transporte y





mercadeo de gas en el mercado interno y exportación del LGN. Adicionalmente, PDVSA Gas, S.A. procesa gas producido por las divisiones de exploración y producción de la filial PDVSA Petróleo (recibiendo todo el gas remanente después del consumo para las operaciones de PDVSA) para transporte y mercadeo en el mercado internacional.

- Deltaven, S.A. es la filial encargada del mercadeo y distribución al detal en Venezuela, de gasolina y otros productos con la marca PDV. Esta empresa, junto con el sector privado están promoviendo el desarrollo de la infraestructura y servicios comerciales para clientes al detal.
- Otra filial importante es INTEVEP, S.A. a través de la cual PDVSA maneja las actividades de investigación y desarrollo.

▣ Desarrollo Social

Durante los años 2001 a 2007, y con mayor énfasis a partir del año 2003, en concordan-

cia con los lineamientos y estrategias del Ejecutivo Nacional, PDVSA ha participado en el desarrollo social e integral del país, apoyando las obras o servicios destinados al desarrollo de infraestructura, de vialidad, de actividades agrícolas, de salud, de educación, y de 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 al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN).

◻ Convenios de Cooperación Energética

Como iniciativa impulsada por el Gobierno de Venezuela surgen los Convenios de Cooperación Energética con el objetivo principal de contribuir a la seguridad energética, al desarrollo socioeconómico y a la integración de los países del Caribe, Centroamérica y Suramérica mediante el empleo soberano de los recur-

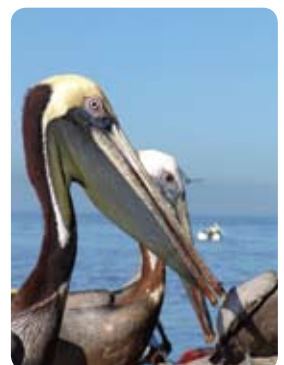


Los proyectos y mecanismos de asociación contemplan la creación de empresas proveedoras de bienes y prestadoras de servicios, las cuales apalancarán los proyectos estratégicos del Plan Siembra Petrolera³, mediante actividades de fabricación, ensamblaje, producción y suministro de los bienes, equipos, partes y piezas, e insumos necesarios y estratégicos para el desarrollo de la industria petrolera.

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 Petrolera³, 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.

▮ Nuevos Negocios

Como parte de la política de rescate de la Soberanía Petrolera Nacional y en consideración a las estrategias complementarias nacionales y de interdependencia y solidaridad internacional, PDVSA está desarrollando proyectos y mecanismos que incentiven el desarrollo industrial del país, con criterio soberano, humanista y en armonía con el medio ambiente, respetando la vocación de las distintas localidades de nuestro territorio y que contribuyan a la construcción de una nueva estructura económica y social incluyente.





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 ya que la actividad relacionada con el gas natural no asociado comenzaría a ser manejada por la filial PDVSA Gas, S.A.; asimismo, para finales de 2002, ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a dicha filial.

Siguiendo con las instrucciones del Ejecutivo Nacional y lineamientos del MENPET y PDVSA, se culminó el proceso de la firma de acuerdos de los Convenios Operativos y la nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas para su conversión a Empresas Mixtas, así como también la creación de los nuevos negocios, lo cuál ha significado un paso histórico en la reafirmación de la soberanía petrolera.



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

2 Descripción de las Principales Filiales



a PDVSA Petróleo, S.A.

PDVSA Petróleo, S.A., fue constituida en 1978. Tiene como objeto 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 1975. Con la última modificación de su objeto social en el 2003, CVP dirige y administra todo lo concerniente a los negocios que PDVSA realiza con empresas petroleras de capital nacional o extranjero. Esta filial está encargada de maximizar el valor de los hidrocarburos para el Estado, mediante una eficiente y eficaz administración y control de los negocios con participación de terceros, asegurando una apropiada vinculación de los beneficios con el bienestar colectivo, a través del desarrollo sustentable.

En adición, la CVP controla el fideicomiso de vivienda, agricultura, desarrollo sustentable, entre otros, los cuales también son creados para financiar proyectos sociales en el país. Con relación al Centro de Arte La Estancia, es una gestión que se asignó a CVP, lo cual la define como el brazo cultural y social de PDVSA.

c PDVSA Gas, S.A.

Constituida en 1998. La filial tiene por objeto la realización de actividades de exploración, ex-

plotación, recolección, almacenamiento, procesamiento e industrialización del gas natural y líquido tanto industrial como doméstico, así como del transporte, distribución y contratación con otras empresas para su colocación y venta.

d PDV Marina, S.A.

Esta filial fue constituida en 1990 y tiene por objeto la realización de actividades de transporte de hidrocarburos y sus derivados, a filiales de PDVSA, por vía marítima, fluvial o lacustre, dentro y fuera del territorio nacional, mediante tanqueros de su propiedad o contratados.

e Palmaven, S.A.

La filial se constituyó en 1975. En el 2004, se decidió reformar su objeto social. Las operaciones de la compañía tienen 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, así como el desarrollo de planes de supervisión y control.

f Interven Venezuela, S.A.

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

g Deltaven, S.A.

Filial constituida en 1975. Se reactivó y modificó sus estatutos en 1996. La compañía tiene como objetivo 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.

h PDVSA América, S.A.

Fue creada en 2006. Su objetivo es 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, la sociedad podrá realizar en Venezuela o en el exterior, las actividades de refinación, distribución e industrialización de hidrocarburos; así como la comercialización de sus productos, por cuenta propia o de terceros o asociadas con terceros; 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 1975. Tiene como objeto la compra de materiales y equipos, planificación de inventario de acuerdo a 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.

i INTEVEP, S.A.

Esta filial fue constituida en 1979, tiene como objeto 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 a los organismos públicos y privados.

k COMMERCHAMP, S.A.

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

l PDVSA Agrícola, S.A.

Esta filial fue constituida en el 2007. Su propósito es realizar en Venezuela o en el exterior, por cuenta propia o de terceros o asociada con terceros, las actividades de producción de materia prima de origen agrícola, para el procesamiento industrial agroalimentario y agroenergético en 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 asegurar el desarrollo armónico del entorno y la participación activa de las comunidades rurales en el plan maestro de desarrollo socio productivo 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 Producción Social (EPS) que apoyen a la nueva industria nacional.

m PDVSA Industrial, S.A.

Fue constituida en 2007. Tiene como propósito efectuar, por cuenta propia o de terceros o asociados a 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 de terceros 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.

Esta filial fue constituida en el 2007. Podrá realizar en Venezuela o en el exterior por cuenta propia o de terceros o asociada a terceros, servicios de construcción y mantenimiento de pozos petroleros. La sociedad podrá pro-

veer servicios para el desarrollo del entorno comunitario en organización, formación, capacitación, bienes, infraestructura social y socioproductiva.

o Filiales y Afiliadas Internacionales

Por sus filiales en los Estados Unidos de América, PDVSA es uno de los más grandes refinadores de petróleo en ese país basado en su capacidad de refinación equivalente a 1.201 MBD para diciembre 2007.

En los Estados Unidos de América, PDVSA, conduce sus operaciones de refinación de petróleo y mercadeo de productos refinados a través de su filial PDV Holding, la cual posee indirectamente, el 100% de CITGO Petroleum Corporation (CITGO) por medio de PDV América. Asimismo, posee indirectamente el 50% de Chalmette Refining por medio de PDV Chalmette, Inc. y el 50% de Meroy Sweeny por medio de PDV Sweeny, L.P.; estas empresas están asociadas con ExxonMobil Corporation y ConocoPhillips, respectivamente.

CITGO con sede en Houston, Texas, es una empresa que refina, mercadea y transporta ga-





solina, diesel, combustible para aviones, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados en los Estados Unidos de América.

PDVSA también posee indirectamente el 50% de Hovensa por medio de PDVSA Virgin Island, Inc. (PDVSA VI), una empresa mixta con Hess Corporation que procesa petróleo en las Islas Vírgenes de los Estados Unidos de América.

Dentro de Europa PDVSA conduce sus actividades de refinación de petróleo y productos derivados a través de la filial de su propiedad, PDV Europa, la cual posee 50% de participación en Rühr Oel GmbH (ROG), una compañía con base en Alemania y propiedad conjunta con British Petroleum (BP). Por medio de ROG, PDVSA refina petróleo, mercadea y transporta gasolina, diesel, combustible para calefacción, petroquímicos, lubricantes, asfalto y otros productos de petróleo refinados. PDVSA también posee 50% de AB Nynäs Petroleum (Nynäs), una compañía con operaciones en Suecia y en el Reino Unido y propiedad conjunta con Neste Oil. Por medio de Nynäs, PDV Europa refina petróleo, mercadea y transporta asfalto, produc-

tos especializados, lubricantes y otros productos de petróleo refinados.

Adicionalmente, y como parte de sus operaciones en el Caribe PDVSA opera una refinería bajo un contrato de arrendamiento entre PDVSA y Refinería di Korsou N.V. (RDK), entidad del gobierno curazoleño, propietaria de la refinería; y la refinería Cienfuegos, con una participación de PDVSA de 49% por medio de una empresa mixta conformada entre PDVSA y Cupet.

The Bahamas Oil Refining Company Internacional Limited (BORCO) es un terminal de almacenamiento, propiedad 100% de PDVSA, ubicado en Bahamas, el cual incluye: un (1) terminal marino que abarca 640 acres de tierra, cuatro (4) muelles con ocho (8) puestos Costa Afuera y setenta y tres (73) tanques de almacenamiento con una capacidad nominal de 19, 7 MMBls.

Bonaire Petroleum Corporation N.V. (BOPEC) es un terminal de almacenamiento, mezcla y despacho de crudo y sus derivados, propiedad 100% de PDVSA, ubicado en Bonaire, que incluye veintitres (23) tanques de almacenamiento con una capacidad nominal de 10,1 MMBls.

3 Gobierno Corporativo

PDVSA es una empresa nacional subordinada al Estado y profundamente comprometida con el pueblo venezolano. El gobierno corporativo de PDVSA es de suma importancia ya que tiene como finalidad procurar el manejo transparente, eficiente y adecuado, 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 Accionistas

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, 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 Accionistas está el aprobar o improbar el informe anual de la Junta Directiva; aprobar o improbar 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 la Ley y el Decreto No. 1.313, de fecha 29 de mayo de 2001, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, bajo el No. 37.236, de fecha 10 de Julio de 2001.

La Junta Directiva es responsable de convocar las reuniones con el accionista, preparar y pre-

sentar los resultados operacionales y financieros al cierre de cada ejercicio económico; así como 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 Accionistas. 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 las rendiciones de cuentas.

Los miembros de la Junta Directiva son diez (10): un (1) presidente, dos (2) vicepresidentes, cuatro (4) directores internos y tres (3) directores externos. La Junta Directiva es designada mediante decreto por el Presidente de Venezuela por un término inicial de dos años, el cual puede ser extendido indefinidamente hasta que se designe una nueva Junta Directiva.

Al 31 de diciembre de 2007, la Junta Directiva estaba integrada por las siguientes personas:

COMPOSICIÓN DE LA JUNTA DIRECTIVA DE PDVSA AÑO 2007

NOMBRE	POSICIÓN	FECHA DE DESIGNACIÓN
Rafael Ramírez Carreño	Presidente	2004
Asdrúbal Chávez	Vicepresidente	2007
Luis Vierma	Vicepresidente	2005
Eudomario Carruyo	Director Interno	2005
Jesús Villanueva	Director Interno	2005
Déster Rodríguez	Director Interno	2003
Eulogio del Pino	Director Interno	2005
Iván Orellana	Director Externo	2005
Bernard Mommer	Director Externo	2005
Carlos Martínez Mendoza	Director Externo	2005

Información sobre los miembros que integran la Junta Directiva de PDVSA:

Rafael Ramírez Carreño

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



Rafael Ramírez Carreño es Ingeniero Mecánico graduado en la Universidad de Los Andes en 1989, con una maestría en Estudios Energéticos de la Universidad Central de Venezuela. Inició su actividad profesional en la industria petrolera con INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, donde fue inicialmente asignado para trabajar en el manejo de crudos extrapesados en la Faja Petrolífera del Orinoco. Otras asignaciones y cargos posteriores en otras filiales lo dotaron de una amplia experiencia en el desarrollo, coordinación y gerencia de proyectos de ingeniería y construcción. Su trabajo en Estados Unidos de América incluye el desarrollo del Proyecto de Mejoramiento y Expansión de la Refinería de Cardón, y el Proyec-

to de Gas Natural Licuado en Nigeria y Francia. Ramírez fue presidente fundador del Ente Nacional del Gas (Enagas), organismo encargado de la reestructuración 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, y en julio de ese mismo año, fue designado por el Presidente de Venezuela, Hugo Chávez Frías, como Ministro de Energía y Minas. El 20 de noviembre de 2004, bajo el decreto presidencial número 3.264, fue designado Presidente de PDVSA, posición que mantiene actualmente; simultáneamente con el cargo de Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Asdrúbal Chávez

Vicepresidente de PDVSA



Asdrúbal Chávez es Ingeniero Químico graduado en la Universidad de Los Andes en 1979. En ese mismo año comenzó su carrera en la industria petrolera en la Refinería El Palito de PDVSA, como ingeniero de arranque del Proyecto de Expansión de la Refinería El Palito (PAEX), el proyecto de expansión más grande de dicha refinería. 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 1989 fue asignado a Universal Oil Products (UOP) en Estados Unidos de América. En 1990 fue nombrado jefe del proyecto de expansión de las unidades de crudo y destilación al vacío de la Refinería El Palito. De 1995 a 1999, ocupó diferentes posiciones supervisoras y gerenciales. En el año 2000 PDVSA lo asignó, temporalmente, al Ministerio de Producción y Comercio

para asistir en la reestructuración del Ministerio y luego en el proceso de la Constituyente Económica de Venezuela. En 2001 fue asignado a BITOR, una filial de PDVSA, como Gerente de Recursos Humanos y coordinó al equipo que trabajó en la reestructuración del proyecto de expansión de la empresa. En 2002 fue nombrado asistente a la Junta Directiva de BITOR y en enero de 2003 asumió las funciones como Gerente General de la Refinería El Palito. En agosto de 2003, fue nombrado Director Ejecutivo de Recursos Humanos en PDVSA y sirvió como líder del equipo que negoció el Contrato Colectivo de Trabajo en los años 2004-2006. En marzo de 2004, fue nombrado Director Ejecutivo de Comercio y Suministro. En enero de 2005, es juramentado como Director de PDVSA, responsable de Comercio y Suministro de PDVSA y Presidente de PDV Marina y BITOR, Filiales de PDVSA, y Director de CITGO Petroleum



Corporation, una filial de PDVSA con base en Houston, EE.UU. En mayo del 2007, fue designado como Vicepresidente de Refinación, Co-

mercio y Suministro de PDVSA y Presidente de la Filial PDV Caribe, S.A.

Luis Vierma

Vicepresidente de PDVSA



Luis Vierma es Licenciado en Química, egresado de la Universidad Central de Venezuela en 1979. Obtuvo su maestría en Geología (Geoquímica de Petróleo) en 1984 en la Universidad de Indiana, en Bloomington. Entre 1975 y 1978 fue profesor de química en el Departamento de Química de la Universidad Central de Venezuela. Ingresó a la industria en 1978, como geoquímico de exploración en el centro de investigación y desarrollo de PDVSA (INTEVEP); más tarde fue nombrado jefe del Laboratorio de Geoquímica Orgánica, donde fue líder de proyectos de exploración de hidrocarburos y luego Jefe de la Unidad de Química Inorgánica. En 1993 fue nombrado Gerente de Recuperación Mejorada de Crudos con Microorgánicos, según acuerdo entre el Ministerio de Energía y Minas de Venezuela y el Departamento de Energía de Estados Unidos de América (DOE). En 1995 fue nom-

brado jefe de la Sección de Geoquímica Orgánica y en 1997 ocupó el cargo de Jefe de la Sección de Geología. En 1998 pasó a ser líder del Proyecto Bosque-Bucare para implementar la estrategia de esfuerzo compartido de productividad. En 1999 fue Gerente de Negocios de Exploración, y en el año 2000 fue nombrado Director de la Oficina de Políticas y Planes del Viceministerio de Hidrocarburos, en el Ministerio de Energía y Minas (ahora Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo). A comienzos de 2003, fue juramentado como Director General de Hidrocarburos y como Director Externo de PDVSA en marzo del mismo año; más tarde, Presidente de CVP, Vicepresidente de PDVSA GAS, y miembro del Directorio de CITGO. En enero de 2005, fue nombrado Vicepresidente de Exploración y Producción de PDVSA.

Eudomario Carruyo

Director de PDVSA



Eudomario Carruyo recibió el título de Licenciado en Contaduría Pública de la Universidad del Zulia en 1972. Durante el año 1992 estuvo en una asignación en calidad de entrenamiento en el Chase Manhattan Bank en New York. Ha realizado diversos cursos de especialización y postgrado en las áreas de Finanzas y Gerencia, en la Universidad de Columbia, en New York, y en la Universidad de Michigan, en Ann Arbor. Tiene 40 años de experiencia en la industria petrolera y petroquímica nacional. Inició su carrera en 1964, en la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) y, después de la nacionalización de la industria petrolera venezolana en 1976 y la creación de PDVSA, continuó en Corpoven, filial de PDVSA, donde tra-

bajó 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 de la División Occidente, Gerente de Finanzas del área de San Tomé y Gerente de Finanzas de la Refinería El Palito. En 1992 fue transferido a PALMAVEN, filial de PDVSA en la cual trabajó durante 5 años y medio (1992-1997) como Gerente de Finanzas y posteriormente como Director de dicha filial. Desde abril del año 2000, se desempeñó como Comisario Mercantil de PDVSA hasta diciembre de 2002 (primero como adjunto y luego como principal). En enero de 2003, fue designado Director Eje-

cutivo de Finanzas de PDVSA. En julio de 2003, fue nombrado Director de PEQUIVEN, coordinando el cierre del ejercicio económico del año fiscal de 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). Conjuntamente con sus responsabilidades en PEQUIVEN, fue Director de las siguientes filiales de dicha empresa: Fertinitro, Monómeros Colombo-Venezolanos, Metor International, Produven, Super Octanos, Supermetanol, Tripoliven, Clorozulia, Coramer, Olefinas del Zulia, Polinter, Propil-

ven, Pralca, Produsal, Servifertil, International Petrochemical Holding LTD (IPHL) e International Petrochemical Sales Limited (IPSL). En enero de 2005, fue nombrado Director de PDVSA, desempeñándose además como Director de CITGO Petroleum Corporation; Director de PDVSA Petróleo, S.A., Director de DELTAVEN S.A., Vicepresidente de INTERVEN, S.A., Vicepresidente de PDV Marina, S.A., Presidente de PDVSA Finance, Presidente de PDV Insurance, Director de PDV Holding y de Refinería Isla (Curaçao), S.A.

Jesús Villanueva

Director de PDVSA



Jesús Villanueva es Licenciado en Contaduría Pública graduado en la Universidad de Oriente en el año 1976 con Maestría en Economía y Administración de Hidrocarburos de la Universidad Central de Venezuela en 1988. A partir del año 1974 inició sus actividades profesionales en la firma Espiñeira, Sheldon y Asociados (PriceWaterhouseCoopers). Se incorporó a la industria petrolera en 1982 en Meneven, filial de PDVSA. Durante su trayectoria profesional ha ejercido diversos cargos supervisores y gerenciales en San Tomé, Puerto

La Cruz y Caracas, en las funciones de Auditoría y Finanzas en Meneven y Corpoven. En el año 1999 fue designado como Auditor General de PDVSA y, en febrero de 2002, fue incorporado como Director Principal de PDVSA; más tarde regresó a su posición anterior como Auditor General. En enero de 2005, fue nombrado Director de PDVSA. Ha sido certificado, internacionalmente, como Auditor Interno por el Instituto de Auditores Internos (1999) y como Examinador de Fraudes (2004).

Déster Rodríguez

Director de PDVSA



Déster Rodríguez es General del Ejército venezolano con Licenciatura en Ciencias y Artes de la Academia Militar de Venezuela. Realizó estudios de Ingeniería de Sistemas en la Universidad Experimental de la Fuerza Armada. En 1997 fue nombrado Jefe de Personal de la Escuela de Ingeniería Militar del Ejército. En 1998 fue nombrado Jefe de la División de Registro y Control de Personal del Ejército. En 1999 fue designado Director General de la Oficina Ministerial de Información Tecnológica del Ministe-

rio de Educación, Cultura y Deportes, función que desempeñó conjuntamente con la Presidencia de la Fundación Bolivariana de Informática y Telemática (Fundación Bolivariana de IT y Telecomunicaciones), la cual asumió en 2001. En diciembre de 2002, fue designado miembro del Comité de Reestructuración de PDVSA. En marzo de 2003, fue nombrado Director de PDVSA, simultáneamente, como director de CITGO Petroleum Corporation, Vicepresidente de la Refinería Isla, miembro de la Junta Direc-

tiva de PDV Holding y Presidente del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED) y

COMMERCHAMP. En enero de 2005, fue nombrado presidente de PALMAVEN.

Eulogio Del Pino

Director de PDVSA



Eulogio Del Pino es Ingeniero Geofísico, graduado en la Universidad Central de Venezuela en 1979, con maestría en exploración de petróleo en la Universidad de Stanford en 1985. En 1979 inició su carrera en la industria petrolera venezolana en INTEVEP, filial de investigación y desarrollo de PDVSA, desempeñándose en diferentes posiciones técnicas y supervisorías hasta 1990, cuando ocupó el cargo de Gerente Técnico para Latinoamérica en la empresa Western Atlas. En 1991 regresó a PDVSA donde asumió diferentes posiciones gerenciales en la empresa Corpoven. En 1997 fue nombrado Gerente de Exploración y Delineación de PDVSA donde coordinó el programa de Explo-

ración Costa Afuera en la Plataforma Deltana en el año 2001. En el año 2003, fue designado Gerente General de las Asociaciones Estratégicas en la Corporación Venezolana del Petróleo, filial de PDVSA. En 2005 fue nombrado Director de PDVSA y Presidente de CVP. Del Pino ha sido elegido Presidente y Vicepresidente de la Asociación de Ingenieros Geofísicos de Venezuela (1990-1994), Vicepresidente de la Sociedad Americana de Geofísicos (1996-1997) y, fue Fundador y Coordinador del Sindicato Latinoamericano de Geofísicos. Fue profesor tanto a niveles de pregrado como de postgrado en la Universidad Central de Venezuela y en la Universidad Simón Bolívar, en Caracas.

Iván Orellana

Director de PDVSA



Iván Orellana es Ingeniero Químico, graduado en 1975 en la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela, con Postgrado de Maestría en Administración de Empresas, mención Planificación Estratégica del Henley Management College (Reino Unido) y Postgrados de especialización en Gerencia y Economía de los Recursos de Hidrocarburos, y en Logística de Suministro y Comercialización de Petróleo y Gas Natural del College of Petroleum Studies en Oxford (Reino Unido). Así mismo, se ha especializado en Derecho Internacional Privado y Derecho Económico Regulatorio en la Universidad de Salamanca, España. Desde hace 30 años trabaja en Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), donde ha desarrollado su carrera profesional, ocupando diversas posiciones gerenciales en las áreas de Gas y Planificación. En enero 2005 fue juramentado por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, como Director Externo de PDVSA y en febrero

2006 fue nombrado Director Externo de la filial PEQUIVEN, cargos que ocupa en la actualidad. Dentro de sus responsabilidades, y por disposición nuevamente del Ciudadano Presidente de la República, fue designado (Ad honorem) desde el año 2003, Gobernador de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Asistente Ejecutivo del Ministro del Poder Popular para la Energía y Petróleo, con rango de Director General. En el año 2005 fue nombrado también Director de la Oficina de Relaciones Internacionales del MENPET, y posteriormente en el 2006, Director General de la Oficina de Planificación Estratégica del mismo Ministerio, cargos que desempeña en la actualidad. En junio 2004 fue nombrado Director General de Hidrocarburos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, cargo que ocupó por el lapso de 1 año. Igualmente, y durante el año 2004, ejerció el cargo de Presidente de la Junta de Gobernadores de la Or-

ganización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Es Miembro Principal activo de la Comisión Ejecutiva del Foro Internacional de la Energía. Igualmente se ha desempeñado como Representante Técnico Nacional de Venezuela ante la Organización de Países Exportadores

de Petróleo (OPEP) y ante el Foro de los Países Exportadores de Gas (GECF). Ha publicado numerosos artículos en la prensa local, en materia de regulación económica de monopolios, de gas y de electricidad.

Bernard Mommer

Director de PDVSA



Bernard Mommer tiene Maestría en Matemáticas y Doctorado en Ciencias Sociales de la Universidad de Tübingen, Alemania. Ha sido profesor e investigador, por muchos años, en diversas universidades venezolanas. Desde 1991 hasta 1995 ocupó la posición de Asesor Mayor de la Coordinación de Planificación de Petróleos de Venezuela y de la Coordinación de Planificación Estratégica. Desde 1995 hasta 2001 fue investigador principal asociado del Oxford Institute for Energy Studies en St. Antony's College, Oxford. También fue asesor del Ministro Venezolano de Energía y Petróleo desde 1999 hasta 2000, y consultor del Secretario General de la OPEP en Viena durante el año 2002. Previamente a su nombramiento como Director en PDV UK con sede en Londres se desempeñaba como Asesor del Presidente de

PDVSA. Sus publicaciones incluyen: "Die Ölfrage" [La cuestión petrolera] (1983: Institut für Internationale Agelegenheiten der Universität Hamburg, Nomos Verlagsgesellschaft Baden-Baden); "El petróleo en el pensamiento económico venezolano—Un ensayo (Co-autor Asdrúbal Baptista, prólogo de Arturo Uslar Pietri. Ediciones IESA, Caracas, 1987); y "The New Governance of Venezuelan Oil" [El Nuevo Gobierno del Petróleo Venezolano] (1998: Oxford Institute for Energy Studies), "Global Oil and the Nation State" [Petróleo global y estado nacional] (publicado por Oxford University Press, a nombre del Oxford Institute for Energy Studies, en 2002). En 2004, el Ministerio de Energía y Petróleo publicó su libro "El Mito de la Orimulsión®". En 2005 fue nombrado Director de PDVSA y Viceministro de Hidrocarburos.

Carlos Martínez Mendoza

Director de PDVSA



Carlos Martínez Mendoza es General del Ejército venezolano; Licenciado en Ciencias y Artes Militares, egresado de la Academia Militar de Venezuela en 1975, como miembro integrante de la Promoción "Simón Bolívar II". Pertenece a la rama de infantería del ejército venezolano. Además realizó estudios de Comando y Estado Mayor en la "Escuela Superior de Guerra del Ejército" en Argentina en el año 1990. Tiene una Maestría en Seguridad y Defensa Nacional. Cursó estudios de postgrado en Planificación Estratégica y Administración; así como

en Gerencia de Recursos para la Defensa en el Centro de Estudios Hemisféricos para la Defensa (EE.UU.). Ha ocupado posiciones complementarias a su rango militar; Secretario del Consejo de Defensa de la Nación y Director del Despacho de la Presidencia de Venezuela. Actualmente también ejerce la presidencia de la Corporación de Desarrollo de la Región Zulia (Corpozulia) y Carbozulia. Es Vicepresidente del Banco de Inversión de Venezuela Sofiocidente. En el año 2005, fue nombrado Director externo de PDVSA.

¶ 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 o 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, quien 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 de Auditoría.

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.

¶ Control Interno

PDVSA cumpliendo con su objeto social bajo la administración y atribuciones de su Junta Directiva, según sus estatutos, ejecutó sus operaciones en el año 2007, estableciendo y manteniendo un adecuado control, supervisión de las actividades de PDVSA y sus filiales con base a conceptos y principios generalmente aceptados, en concordancia a las leyes y normas aplicables, en especial la Ley Orgánica de Contraloría General de la República y otras leyes asociadas.

En este sentido, se destaca que el Sistema de Control Interno incorporado en la infraestructura funcional de PDVSA, está conformado por entes u organizaciones validadoras y evaluadoras internas y externas (MENPET, Comisario, Auditores Externos y Contraloría General de la República Bolivariana de Venezuela). Internamente está constituido por un conjunto de políticas, normas y procedimientos, formalmente dictadas y orientadas al funcionamiento coordinado de este proceso, reforzada mediante una mayor participación de las direcciones,



gerencias, organizaciones corporativas, y sus interrelaciones con los entes que conforman el Sistema de Control Interno de PDVSA, como son, los comités delegados auxiliares de la Junta Directiva de PDVSA, tales como: Comité de (Operaciones EyP, Refinación, Gas, Faja Petrolífera del Orinoco y Empresas Mixtas, de Planificación, Proyectos y Negocios, de Auditoría, Finanzas, de Recursos Humanos, de Desarrollo Social, de Donaciones y Liberalidades y Comisiones de Licitaciones), las organizaciones de Auditoría Interna, Auditoría Fiscal, Prevención y Control de Pérdidas, Recursos Humanos, Finanzas, Ambiente e Higiene Ocupacional, Seguridad Industrial, y personal en general de PDVSA.

La sinergia entre los entes validadores favoreció la mejora del proceso de Control Interno Corporativo y el logro razonable de los objetivos de negocio, principalmente a través de la protección del patrimonio, la eficiencia y eficacia de las operaciones, confiabilidad de la data/información relacionada con las operaciones financieras efectuadas, las cuales se reflejan en la elaboración y publicación de sus estados financieros.

Adicionalmente, en función del dinamismo operacional, con base en la nueva responsabilidad social, y en el marco político de Plena Soberanía Petrolera, PDVSA actualmente avanza en el Proyecto de Mejoramiento del Sistema de Control Interno (MSCI) que tiene como objetivo maximizar 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 en forma razonable la exactitud de la información utilizada en la elaboración de los estados financieros, mediante la docu-

mentación 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.
- Evaluar la efectividad operacional en los controles internos y beneficiar a la Corporación.
- Afianzar la imagen como corporación generadora de información financiera confiable.
- Generar una base de procesos sólidos en términos de control interno fortaleciendo la segregación de funciones.
- Disponibilidad de un ambiente compartido con esquema de procesos diagramados, mapas y matrices de riesgos que incluyen controles identificados y validados con los dueños de procesos.
- Formación de personal propio en metodología de análisis y evaluaciones de riesgos y controles.
- Facilitar el adiestramiento del nuevo personal.



4 Recursos Humanos

Para el 31 de diciembre de 2007, la cantidad acumulada pagada por PDVSA como compensación a sus directores de la junta directiva por los servicios prestados fue aproximadamente 2,5 MILLONES DE DÓLARES.

A continuación se detalla el número de empleados de PDVSA en los últimos seis (6) años:

NÚMERO DE EMPLEADOS						
	2007	2006	2005	2004	2003	2002
En Venezuela	56.769	47.433	43.807	33.281	28.841	40.133
En el Exterior	5.140	5.383	5.373	5.238	5.157	5.550
Número total de empleados	61.909	52.816	49.180	38.519	33.998	45.683
Contratistas	15.383	15.290	10.498	25.930	38.998	22.967

Para el año 2007 el incremento de personal obedeció principalmente al impulso del Plan Siembra Petrolera.

En octubre de 2007 se firmó el Contrato Colectivo de Trabajadores Petroleros 2007 – 2009 abarcando aproximadamente 67.900 trabajadores que incluye al personal de las actuales Empresas Mixtas, antiguos Convenios Operativos. En este sentido, es de resaltar que la negociación y firma de este Contrato Colectivo se realizó con la Federación Unitaria de Trabajadores del Petróleo, del Gas, sus similares y derivados de Venezuela (FUTPV), la cual engloba la mayoría de los sindicatos haciendo justicia social a los trabajadores amparados por el Contrato Colectivo y Petrolero. Con este contrato se logra, además de mantener la paz laboral, mejoras substanciales en los beneficios sociales de los trabajadores, permitiendo el inicio de la unificación de los sindicatos en una Federación Única de Trabajadores Petroleros, y mejoras en las condiciones del personal jubilado.

Buscando la democratización en la contratación del recurso humano se desarrolló la solución automatizada llamada Sistema de Democratización de Oportunidades de Empleo (DOSE) www.dose.gob.ve, en el cual se han registrado al cierre del 2007, aproximadamen-

te 45.000 aspirantes entre profesionales y técnicos.

Se coordinó el proceso de ingreso en el Plan Especial de Nacionalización de Taladros, logrando el ingreso de 1.700 trabajadores. Adicionalmente, ingresaron 1.648 trabajadores mayores de 45 años de edad.

Asimismo, se eliminaron las contrataciones de servicios de personal a través de terceros, figura jurídica que representaba una usurpación de la contratación de la labor directa por parte de PDVSA. En este sentido, se suspendieron las contrataciones por honorarios profesionales.

Se le prestó apoyo a las Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco en la carga masiva de 4.980 trabajadores en el Sistema de Información y Control de Contratistas (SICC).

Con el fin de afianzar el conocimiento y cierre de brecha en las áreas medulares de la Corporación, se firmaron convenios académicos con las siguientes universidades: Universidad Marítima del Caribe, Universidad Bolivariana de Venezuela, Universidad Nacional Experimental de las Fuerzas Armadas (UNEFA) y Universidad Simón Rodríguez. Así como también, acuerdo de cooperación con la empresa Petroleum



Corporation of Jamaica, y contratación de servicios profesionales con la Universidad West Indies de Jamaica y Barbados para el desarrollo de programas de inglés para los trabajadores de PDVSA.

En los centros de producción, PDVSA incorporó a 928 aprendices del Instituto Nacional de Cooperación Educativa (INCE), 4.439 pasantes y tesistas; y se otorgaron 73 becas de formación profesional (cuarto y quinto nivel) en el exterior.

Se asesoró y coordinó en el diseño de la estructura organizacional y nuevos procesos de la Corporación Eléctrica Nacional, S.A, conjuntamente con CADAFE, ELECTRICIDAD DE CARACAS, ELEVAL, ENELVEN, ENELBAR, EDELCA, ENELCO, SENECA y PROCEDATOS, cumpliendo así con el decreto de reorganización del sector eléctrico nacional, emanado de la Presidencia de la República, signado con el N° 5.330, de fecha 31 de julio de 2007.

Por otra parte, se asesoró y coordinó en el diseño de las nuevas filiales como PDVSA América, PDVSA Gas Comunal, PDVSA Agrícola, PDVSA Servicios, PDVSA Industrial, PDVSA Ingeniería y Construcción, las cuales contribuirán al fortalecimiento de las relaciones entre el Estado y los consejos comunales para conformar las redes sociales de producción, a través de la promoción de las Empresas de Producción Social (EPS) y Empresas Mixtas como formas de asociación idóneas para el desarrollo productivo de Venezuela.

Recursos Humanos / Salud

Se recuperó el Hospital Coromoto en Maracaibo, estado Zulia, y se abrieron 35 clínicas industriales y 3 hospitales de PDVSA a nivel nacional para el uso de las comunidades, contribuyendo así a la integración con las comunidades.

Se llevaron a cabo convenios para el fortalecimiento del Sistema del Plan Nacional de Salud con el objeto de ampliar el espectro y áreas

especializadas de atención médica, disminuyendo los costos de inversión en el marco de los acuerdos y convenios con gobiernos e instituciones amigas tales como: Hospital Militar, para la atención de pacientes en áreas especializadas; Fuerza Aérea Venezolana, para traslado de pacientes críticos en aeroambulancia; Hospital Universitario de Caracas y Fundación Otológica de Venezuela, para el manejo del programa de Implantes Cocleares; Hospital Italiano en Argentina y Hospital de Niños de Caracas JMR, para la atención de niños y niñas con menos de 25kg de peso, con indicación de trasplante hepático; Fundación para Transplante de Medula Ósea Maracaibo, con diferentes Hospitales en Italia, Cuba y Venezuela, para la adquisición y asesoría en el manejo y uso de medicamentos y equipos médicos.

Se fortalecieron los programas de infraestructuras y equipamiento en salud en las regiones de occidente y oriente, con el objeto de brindar una mejor atención en el área de la salud e incrementando la atención médica en los centros de salud propios de PDVSA e incorporando a las comunidades al beneficio que brinda la industria.

En coordinación con el MENPET se logró alcanzar la cifra de 28.800 niños atendidos por programas recreativos, planes vacacionales y deportivos, reduciendo los costos asociados al hacerlos por esta vía.

Se incorporaron 15.505 personas entre niños, trabajadores y miembros de la comunidad en las diversas actividades recreativas, deportivas y culturales a nivel nacional, contribuyendo así a elevar el desarrollo físico, mental y espiritual del pueblo venezolano.





iii. Plan Estratégico



El 18 de agosto de 2005 se presentó al país el Plan Siembra Petrolera (PSP) el cual está alineado con la política petrolera definida por el Estado. En este Plan se establecen las directrices de la política petrolera hasta el 2030, las cuales se indican a continuación:

- Apalancar el desarrollo socioeconómico nacional con la finalidad de construir un nuevo modelo de desarrollo económico más justo, equilibrado y sustentable para combatir la pobreza y la exclusión social.
- Impulsar el proceso de integración energética de América Latina y el Caribe.
- Servir de instrumento geopolítico para propiciar la creación de un sistema pluripolar que beneficie a los países en vías de desarrollo, y a su vez, constituya un contrapeso al sistema unipolar actual.

- Defender la cohesión y articulación de la política petrolera de la OPEP.

Dentro de este contexto, y en el marco de los lineamientos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, se inscribe la estrategia general de la empresa: buscar la máxima valorización de los recursos naturales no renovables y agotables mediante la obtención de precios justos y razonables en beneficio del pueblo soberano, con una distribución justa, eficiente y equilibrada de la riqueza petrolera para contribuir a la erradicación de la pobreza y la exclusión social. En línea con esta estrategia, PDVSA cuenta con las siguientes iniciativas:

- Búsqueda y desarrollo de crudos livianos y medianos.

- Desarrollo integral de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Aceleración de la explotación del gas natural en tierra y Costa Afuera.
- Integración del sistema de refinación nacional e internacional.
- Creación de los distritos sociales, fomento de Empresas de Producción Social (EPS) y desarrollo de núcleos de desarrollo endógeno.
- Apalancamiento de la política social del Estado y aporte al Fondo de Desarrollo Económico y Social (FONDEN).

En el ámbito geopolítico y de comercio internacional, la estrategia internacional de PDVSA contempla:

- Mantener la presencia en los mercados energéticos tradicionales.
- Diversificar los mercados mediante la penetración de mercados emergentes como China e India; así como también, buscar un posicionamiento de mercado en Europa y Asia, bajo un criterio de permanencia en contraste con ser un proveedor puntual o esporádico.
- Fortalecer los lazos de cooperación energética, económica y técnica con países del Medio Oriente y Europa Oriental, bajo los principios de solidaridad, justicia y complementariedad.
- Ser brazo ejecutor de la estrategia geopolítica de integración energética de Latinoamérica y el Caribe.
- Contribuir, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, al apuntalamiento de la OPEP como organización soberana que persigue el logro de la estabilidad del mercado petrolero internacional y la remuneración justa por sus recursos.

A través del Plan Siembra Petrolera, PDVSA proyecta su visión del desarrollo integral del país, persigue fortalecer las capacidades, potenciar la soberanía tecnológica e impulsar nuestro sector industrial. Paralelamente se plantea apoyar la desconcentración poblacional y dinamizar tanto la economía nacional como la local en las zonas donde se desarro-

llan los proyectos, con miras a construir un orden socioeconómico más justo y equilibrado.

Es importante señalar que, desde el anuncio del PSP 2006 - 2012, en agosto del año 2005 por parte del Presidente de la República, han venido sucediendo cambios en el entorno nacional, regional e internacional. La demanda de energía sigue en aumento, especialmente en los países en desarrollo del sureste asiático, los precios del crudo marcador WTI han superado la barrera de los 100 dólares por barril con expectativas de que continúen con esa tendencia; además, han surgido nuevos proyectos en el marco de la integración energética regional y han variado algunas premisas sociales, operacionales y financieras.

Asimismo, durante estos dos últimos años, han surgido un sin número de experiencias y lecciones aprendidas, que muestran la necesidad de ajustar el PSP a las nuevas realidades. En ese sentido y considerando que la naturaleza de los proyectos del sector energético son de largo plazo, la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A. ha decidido revisar y ajustar los pronósticos de demanda y precio del crudo, revisar la cartera de proyectos del Plan, y jerarquizar la cartera de proyectos considerando la demanda y oferta de recursos técnicos, financieros y de personal.

Por lo tanto, el nuevo Plan Siembra Petrolera está en elaboración y el mismo será anunciado oportunamente durante el año 2008. Adicionalmente, la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A. decidió la concepción de un Plan Operativo de PDVSA y la creación de un Comité de Volumetría, que permitan el monitoreo y control de los proyectos y actividades necesarias para asegurar el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan.



1 Ejes del Plan Siembra Petrolera

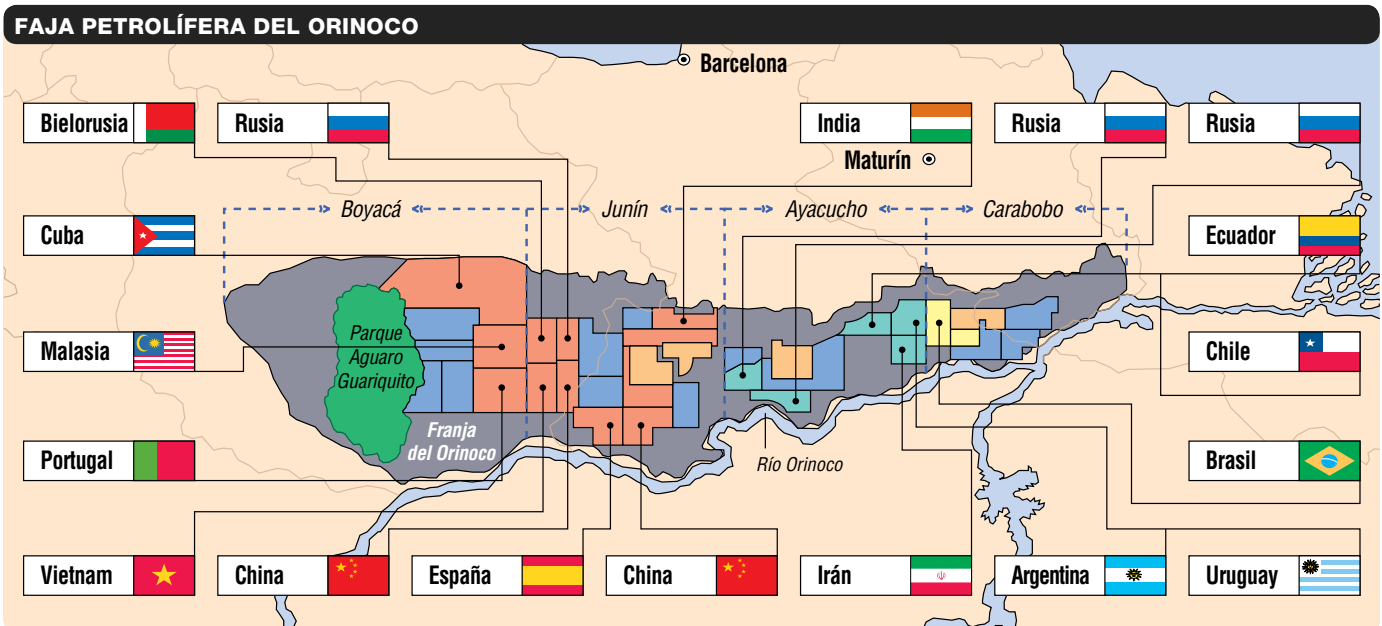
En la conceptualización y formulación del Plan Siembra Petrolera se establecieron siete (7) ejes de desarrollo petrolero y gasífero nacional, en los cuales están contenidos los principales proyectos del plan.

a Certificación de la Faja Petrolífera del Orinoco (Proyecto Magna Reserva)

De acuerdo con el Oficio N° 1.036 de junio de 2005, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo asignó a CVP el Proyecto Magna Reserva para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco. El lineamiento estratégico establecido, persigue el propósito de convertir a la Faja Petrolífera del Orinoco en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y

sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el plan de desarrollo de la nación.

Para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la Faja Petrolífera del Orinoco en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo; y éstas, a su vez, en veintiocho (28) bloques (excluyendo el área de las Empresas Mixtas, antiguas asociaciones, y Bitor-Sinovensa), de los cuales, dieciséis (16) bloques serán cuantificados y certificados en un esfuerzo compartido entre CVP y dieciocho (18) empresas estatales y privadas de quince (15) países distintos, que han suscrito acuerdos de entendimiento con PDVSA para dicho propósito. Se plantea llegar a certificar al menos 235 MMBIs de crudo pesado.



Es importante señalar que el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la Faja Petrolífera del Orinoco, alcanza un volumen de 1.360 MMBIs de crudo de los cuales, el país sólo reportaba 40 MMBIs como reservas probadas que representa escasamente 3%. El objetivo del Proyecto Magna Reserva, que lleva a cabo CVP, es lograr cuantificar y oficializar al menos 17% del POES como reservas probadas, basado en la revisión integral de toda el área de la Faja Petrolífera del Orinoco y de la aplicación de tecnologías de punta que mejoren el factor de recobro.

Desde que comenzó el proyecto en el año 2005, hasta el cierre del año 2007, se han cuantificado y oficializado por el MENPET 20 MMBIs de crudo pesado de los 235 MMBIs que considera el proyecto; es decir, hasta el año 2007 se ha alcanzado más de un 9% de la meta total, que se estima alcanzar a finales del año 2009.

▣ Expansión de Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco

Consiste en el desarrollo integral de la región norte del Orinoco en forma armónica con la infraestructura social para contribuir a la desconcentración del territorio nacional. La Faja Petrolífera del Orinoco una vez cuantificada y certificada sus reservas, se convertirá en el eje impulsor de desarrollo sustentable desde el punto de vista social, industrial, económico y tecnológico del país. Para hacer realidad este objetivo el Estado ejecutará un plan maestro de desarrollo sustentable que prevea el estímulo de proyectos no asociados a la producción de hidrocarburos. El plan considera el desarrollo de tres módulos para la producción de 615 MBD de crudo mejorado con la participación de terceros y además se construirán dos (2) ciudades alrededor del complejo de procesamiento de crudos pesados para fomentar el proceso de desconcentración poblacional. Se espera así dinamizar la economía de la región, generar empleo y contribuir a la desconcentración poblacional del país en la zona nortecostera. De esta manera, la Faja Petrolífera del



Orinoco se convertirá en eje impulsor de desarrollo endógeno.

▣ Producción en Áreas Tradicionales

Comprende el conjunto de proyectos en materia de exploración y producción requeridos para incrementar la producción hasta 5,8 MMBD para el año 2012, siguiendo la política de conservación de yacimientos emanadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, el desarrollo de planes para el reemplazo de reservas y las inversiones para aumentar los factores de recobro comprende las técnicas de gerencia de yacimientos, optimización de infraestructura y desarrollo armónico con el sector industrial y el ambiente.

Adicionalmente, y en línea con la estrategia para el desarrollo de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, se considera la incorporación de reservas de 1.495 MMBIs de crudos condensados, livianos y medianos durante el período 2008-2012.

▣ Desarrollo de Gas Costa Afuera

Persigue como objetivo el desarrollo industrial integral de los yacimientos de gas Costa Afuera en el oriente del país (Plataforma Deltana, con una producción planificada de 1.470 MMPCD y Mariscal Sucre con 1.200 MMPCD) y en el occidente (Rafael Urdaneta, con una producción esperada de 1.000 MMPCD). Con estos proyectos se persigue balancear la matriz energética venezolana e impulsar la integración energética regional, que incluye el suministro de gas a los países de Latinoamérica, del Caribe y la Cuenca Atlántica, así como también el



aprovechamiento del potencial industrial de la región.

Para el tratamiento y acondicionamiento de este gas de Costa Afuera está en progreso la construcción del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) ubicado en el Estado Sucre, que contempla una planta petroquímica, áreas de almacenamiento, muelles y terminales, plantas de licuefacción de gas, así como también un parque industrial.

e Aumentos y Mejoras en Refinación

En este eje se busca incrementar la capacidad de procesamiento de crudo venezolano en el país, mediante la creación de nuevos centros de refinación: Cabruta, con capacidad de 400 MBD; Refinería Zulia, con 200 MBD; Batalla de Santa Inés, con 50 MBD; y Caripito con 50 MBD para producción de asfalto. Además, se busca potenciar y optimizar los procesos de las plantas existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Puerto La Cruz y El Palito) para aumentar el procesamiento de residuales y obtener mayores destilados medios.

Se aspira que estas nuevas capacidades de refinación apalanquen el desarrollo endógeno en las comunidades donde operan y propicien el establecimiento de sinergias con otros países, en los ámbitos energético y socioeconómico.

Este plan de expansión y optimización de refinación se integrará con proyectos agroenergéticos para la producción de etanol como aditivo de la gasolina, impactando de manera importante la ocupación del campo y contribuyendo a la consolidación territorial.

A escala internacional, se inició la operación de la reactivación de la Refinería Cienfuegos, en Cuba; la fase de ingeniería básica de la Refinería Pernambuco, en Brasil y la ingeniería básica de la Refinería Kingston en Jamaica. Por otra parte, se hicieron los estudios de pre-visualización para una posible Refinería en Nicaragua.

Adicionalmente, se estudia la posibilidad de una (1) Refinería en Ecuador, una (1) en Siria, una (1) en Vietnam y tres (3) en China.

f Comercialización de Crudos y Productos

Está orientado a garantizar la seguridad y confiabilidad energética nacional y fortalecer la política petrolera internacional bajo un enfoque soberano, sobre el recurso petrolero, al defenderlo y usarlo como instrumento de geopolítica para impulsar la pluripolaridad, la integración energética regional de América Latina y el Caribe, y la diversificación de mercados; todo esto sin abandonar el abastecimiento de los mercados tradicionales. Para el año 2012, se espera una disponibilidad de crudo para exportación de 3.368 MBD y para refinación 1.847 MBD, para un total de suministro de crudos de 5.215 MBD. Con la producción de las Empresas Mixtas de los ex-convenios de asociación existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco de 622 MBD, el suministro nacional de crudo asciende a los 5.837 MBD.

g Desarrollo de Infraestructura

Tiene como objetivo crear las condiciones para ampliar la capacidad de recolección, almacenamiento y transporte de hidrocarburos a lo largo y ancho de todo el territorio nacional, facilitar la integración regional a través de gasoductos con el Sur, los Andes y el Caribe, y sustituir la infraestructura obsoleta. Adicionalmente, el proyecto contempla el desarrollo de una red de gasificación domiciliaria a fin de garantizar recursos energéticos para el consumo de toda nuestra población. La ampliación de esta infraestructura permitirá una mayor flexibilidad para manejar la expansión de la volumetría prevista en el plan, en términos de crudo, productos y gas natural.



2 Estrategia del Negocio

De conformidad con esta orientación estratégica, direccionada a través de los ejes de desarrollo, el Plan Siembra Petrolera contempla los siguientes objetivos de negocio:

- Incrementar la capacidad de producción hasta 5,8 MMBD para el año 2012, de los cuales 4 MMBD corresponderán a gestión directa; 460 MBD a Empresas Mixtas; 622 MBD a Empresas Mixtas de los ex-convenios de asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco existentes; 121 MBD a Empresas Mixtas de los ex-esquemas de ganancias compartidas y 615 MBD bajo nuevas Empresas Mixtas en la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Elevar la capacidad instalada de refinación hasta 4,1 MMBD.
- Exportar un volumen de crudos y productos de 4,7 MMBD.
- Aumentar la producción de gas natural a 11.500 MMPCD.

Con la finalidad de alcanzar estos objetivos, las estrategias en cada uno de los negocios principales incluyen lo siguiente:

Exploración, producción y mejoramiento

- Incorporar las reservas de crudo liviano y mediano.
- Aumentar el factor total de recobro.
- Continuar el desarrollo de los proyectos de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Apalancar la tecnología existente para maximizar el retorno de la inversión.

Refinación y mercadeo

- Asegurar el mejoramiento de productos y cumplimiento de normas ambientales en Venezuela y en el exterior.
- Expandir y diversificar nuestros mercados en América Latina, el Caribe, Asia y Europa.
- Mejorar la eficiencia de nuestros procesos de refinación y actividades de mercadeo.
- Evaluar oportunidades para el desarrollo de productos petroquímicos en nuestras refineries y proveer a PEQUIVEN, de manera oportuna, de materias de base y otras materias primas para el desarrollo petroquímico del país.

Gas natural

- Promocionar activamente la participación nacional e internacional del sector privado en la exploración, explotación y procesamiento de reservas de gas no asociado tanto en el interior como en el exterior.
- Mejorar los procesos de distribución con la finalidad de aumentar la cobertura del mercado doméstico nacional e internacional.
- Asegurar nuestra participación en los mercados de líquido del gas natural (LGN).

La ejecución del Plan Corporativo de PDVSA incluye las siguientes iniciativas:

a Desembolsos por Inversiones

Desarrollando estas estrategias de negocios, PDVSA estima que su plan de negocios necesitará, en todo el periodo 2007-2012, aproximadamente 78.116 MILLONES DE DÓLARES para alcanzar una producción sostenible de



5,8 MMBD para el 2012. PDVSA espera proveer cerca de 75% de los fondos requeridos para este plan, y 25% por medio de inversiones de terceros. La siguiente tabla muestra un su-

mario de los inversiones de capital real enero-diciembre de 2007 y el estimado para el resto del periodo 2008-2012.

DESEMBOLSOS POR INVERSIONES

Expresados en MMUS\$

	2007 (1)	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Exploración	199	323	505	413	284	24	1.748
Producción	4.610	4.102	2.387	2.400	2.485	998	16.982
Empresas Mixtas (Ex convenios)	462	1.154	527	467	361	253	3.224
Empresas Mixtas (Ex asociaciones de la Faja)	219	1.253	309	388	320	695	3.184
Nuevas Empresas Mixtas de la Faja	-	68	1.576	4.533	3.542	6.493	16.212
Empresas Mixtas (Ex Ganancias Compartidas)	198	336	174	369	380	133	1.590
Gas	263	3.910	2.197	2.534	2.201	2.176	13.281
Refinación	1.122	2.276	3.733	3.834	3.290	1.094	15.349
Comercio y Suministro	-	-	73	117	126	48	364
Apoyo y Gestión (Incluye PDVSA Agrícola)	3.933 (2)	2.249 (3)	-	-	-	-	6.182
Total	11.006	15.671	11.481	15.055	12.989	11.914	78.116

(1) cifras reales al 31 de diciembre 2007
 (2) incluye adquisición de Empresas Eléctricas e inversiones en Proyectos Eléctricos y PDV Marina, entre otros
 (3) incluye inversiones en PDVSA América, PDV Naval, entre otros

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.

▮ Exploración, Producción y Mejoramiento de Crudos

Las estrategias de exploración y producción se enfocan hacia el aumento de los esfuerzos en la búsqueda de nuevas reservas de crudo liviano y mediano, y el reemplazo sistemático de estas reservas en áreas tradicionales, para desarrollar nuevas áreas de producción, siempre ajustando las actividades de producción de acuerdo con las demandas del mercado, y con los acuerdos alcanzados entre los miembros

de la OPEP y otros países productores de petróleo. Con esta finalidad se planean adquirir 8.034 Km de líneas sísmicas 2D; 17.736 Km² de líneas sísmicas 3D; y se perforarán aproximadamente 102 pozos de exploración.

PDVSA perforará unos 6.590 pozos de producción y ejecutará el mantenimiento (Ra / Rc) en 8.117 pozos entre otras actividades, a fin de alcanzar una capacidad de producción de 5,8 MMBD para el año 2012. PDVSA también se esforzará en mantener los costos de producción competitivos utilizando tecnología de punta.

▮ Refinación

La estrategia de refinación se enfoca en la expansión de la capacidad y en el mejoramiento de la eficiencia de las operaciones aguas abajo. En Venezuela se construirán cuatro nuevas refinerías: Cabruta (400 MBD), Batalla de Santa Inés (50 MBD), Zulia (200 MBD) y Caripito (50 MBD); igualmente se agregará capacidad de conversión profunda a las refinerías de Puerto La Cruz, Centro de Refinación Paraguaná

(Amuay y Cardón) y El Palito, con el fin de aumentar la eficiencia del procesamiento de crudo pesado. En las refinerías ubicadas en los EE.UU., Europa y el Caribe, se invertirá con el fin de cumplir con los estándares de calidad estipulados por esos mercados. En adición, se invertirá en las refinerías de Kingston-Jamaica, Cienfuegos-Cuba y en una nueva refinería con Petrobrás en el norte de Brasil. El propósito es alcanzar márgenes más altos de productos de petróleo refinados. Se mantendrán todos los estándares de calidad ambientales aplicables.

d Comercio y Suministro

Mercadeo Internacional. PDVSA planea continuar expandiendo sus operaciones de mercadeo internacional para incrementar su participación en el mercado de crudo y productos, para aumentar el reconocimiento de su marca. Se busca diversificar su portafolio de clientes participando en nuevos mercados como China, India y Japon. PDVSA expandirá sus operaciones en el Caribe y en América del Sur a través de la iniciativa PDVSA América, la cual incluye las iniciativas de Petrosur, Petrocaribe y Petroandina, a fin de promover la integración regional y la distribución justa de la energía entre las naciones de América Latina. PDVSA se enfoca en mantener su posición en el mercado de los EE.UU, a través del uso más eficiente del sistema de distribución de CITGO. Con el fin de mejorar su logística y la capacidad de transporte marítimo, PDVSA construirá 42 tanqueros a través de acuerdos estratégicos con Argentina, Brasil, China y España. Esto aumentará el número de barcos de 21 a 58, propiedad de la filial PDV Marina y serán operados por dicha filial. Esta flota, permitirá aumentar el volumen de transporte a 2.100 MBD en el 2012.

Mercado Interno. PDVSA continuará promoviendo en Venezuela el suministro confiable de sus productos y el uso de gasolina sin plomo, cuyo proceso comenzó en el cuarto trimestre de 1999, para mejorar la posición competitiva de la red de estaciones de servicio, centros de lubricación y grandes tiendas. Asimismo

continuar con el desarrollo de su red comercial a través de relaciones de negocios y otras asociaciones que logren aumentar el suministro del producto a los aeropuertos de mucho tráfico. Se está desarrollando, igualmente, un proyecto para la producción de etanol para el mejoramiento del octanaje en la producción de gasolina. Con el uso de etanol, PDVSA tendrá productos más inocuos para el medio ambiente, al mismo tiempo que promueve el desarrollo agrícola y social en áreas rurales, porque el etanol es producido por materias primas agrícolas: caña de azúcar, maíz y yuca.

e Gas Natural

El desarrollo del negocio del gas es una de las principales metas. Las actividades se enfocarán, principalmente, en el cumplimiento de la creciente demanda interna de gas para fomentar el desarrollo nacional y un estándar de vida más alto. PDVSA planea enfocarse en la creación de oportunidades de inversión atractivas al sector privado en la producción de gas no asociado. Se expandirá el sistema de transmisión y distribución, extracción de líquidos del gas natural (LGN), capacidad de procesamiento y fraccionamiento, y desarrollo de nuevas operaciones para exportación de gas, incluyendo la exportación de LGN. Se planea operar la mayoría de los campos existentes de producción de gas natural asociado, actualmente asignados a PDVSA por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Se continuará la exploración y desarrollo de reservas de gas no asociado con el soporte de los inversionistas privados. Se espera dar impulso a las actividades relacionadas al negocio de gas utilizando el sistema existente para transmisión y distribución de gas. PDVSA está comprometida en el desarrollo de una gran red de distribución de gas en diferentes ciudades del país, para proveer gas natural a residencias, comercios e industrias. Se anticipa que el desarrollo del negocio de gas requerirá, aproximadamente, 13 mil MILLONES DE DÓLARES de capital desde el año 2007 hasta 2012. Se espera que tales desembolsos de capital sean obtenidos





no sólo a través de PDVSA, sino también de socios en el sector privado.

¶ Empresas de Producción Social

El Programa de Empresas de Producción Social (EPS) de PDVSA, aprobado por la Junta Directiva de la Corporación en octubre de 2005, ha visto materializar sus resultados en el año 2007, por cuanto la aplicación de sus elementos requirieron de la conformación de organizaciones, de una campaña divulgativa y de implantación del referido programa, tanto a nivel de los negocios como de las empresas contratistas.

Los elementos del programa de EPS incluyen el aporte de las contratistas de PDVSA a un Fondo Social, este aporte se descuenta de la facturación, según porcentajes establecidos

de acuerdo con el monto total contratado. El fondo está dirigido a remediar necesidades de las comunidades. Un segundo aspecto cuantitativo del programa, está representado por la denominada oferta social, que debe ser consignada en los procesos de contratación y que igualmente está valuada en función del monto contratado, en una escala comprendida entre 2% y un máximo de 5 % del total. Otros elementos del programa están representados en el acompañamiento a las EPS por parte de las Empresas Promotoras, que son todas aquellas que hayan suscrito el programa, mediante su debida inscripción en el sistema de Registro de Empresas de Producción Social (REPS) de PDVSA. Otro elemento, es la constitución de consorcios y alianzas con las EPS para migrar conocimientos y destrezas de las empresas músculo hacia el nuevo modelo productivo. En este sentido, se creó un Fondo de Financiamiento dirigido a apalancar el fortalecimiento de las EPS. Finalmente, el programa incluye la creación y apoyo de Unidades de Producción Comunitarias (UPC).

Adicionalmente, el Programa de Empresas de Producción Social incluye la creación de entidades, en la línea de los procesos medulares del sector de los hidrocarburos en Venezuela, actividad que representa un centro importante de atención del esfuerzo a desplegar, en función de la creación de un nuevo modelo socio productivo en Venezuela.

Operaciones de nuevas filiales de PDVSA

Durante el segundo semestre 2007 se crearon cuatro (4) nuevas filiales y se tiene previsto crear tres (3) adicionales, con el fin de convertir a PDVSA en un dinamizador del desarrollo industrial y agrícola en sectores conexos directamente con la industria petrolera y en otras áreas complementarias para el desarrollo de la nación.

Las filiales de PDVSA serán herramientas valiosas para que el Estado genere los espacios necesarios que equilibren el mercado nacional.

PDVSA Servicios: se logrará importantes ahorros en el área de servicios de PDVSA como sísmica, pozos y taladros.

PDVSA Agrícola: utilizará las tierras de PDVSA para cosechar alimentos. Se dio inicio a programa de siembra soya y caña de azúcar.

PDVSA Industrial: trata de cubrir las necesidades del pueblo con líneas de productos del sector hogar. Se propone incursionar en la manufactura de bienes finales de consumo masivo como ropa, calzado, enseres domésticos, herramientas, camas, comedores y otras piezas de mobiliario, así como electrodomésticos de línea blanca y marrón, televisores y radios.

PDVSA Gas Comunal: se destina básicamente a la distribución de gas a las comunidades desde las plantas de llenado hasta los hogares.

PDVSA Ingeniería y Construcción: desarrollará plataformas.

PDVSA Naval: construirá barcos, astilleros y diques.

PDVSA Desarrollos Urbanos: contribuirá con el desarrollo de la vivienda y el hábitat.



3 Resumen del Plan de Inversiones y Principales Proyectos

a Ceuta – Tomoporo

Este proyecto integral tiene como objetivo maximizar la recuperabilidad del valor de las reservas de crudo del campo Ceuta – Tomoporo ubicado en el occidente del país, el cual tiene reservas estimadas de 1.000 MMBls crudo de 23,6° API. El costo total estimado del proyecto es de 3.870 millones de dólares, con un promedio de producción de petróleo entre 90 MBD y 277 MBD, y se estima que el proyecto de desarrollo de estas reservas culmine en el año 2021. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 379 millones de dólares y 253 millones de dólares, respectivamente.

b Suministro Eléctrico Costa Oriental del Lago - Occidente

Este proyecto consiste en satisfacer la demanda de energía producto del crecimiento de carga del Plan 2006 – 2012 en occidente, especialmente en Criogénico y Tomoporo, reemplazar plantas eléctricas obsoletas y apalancar el sistema eléctrico nacional en occidente. El proyecto consiste en la construcción de dos (2) plantas eléctricas de 500 MW cada una en la Costa Oriental del Lago y obras de interconexión en 230 Kv y 115Kv que permitan la transmisión de la energía. El costo total estimado del proyecto es de 1.125 millones de dólares, y el mismo arrancó en enero del año 2007 y se espera que culmine en octubre del año 2010.

c Crecimiento Distrito Norte

Este proyecto tiene como objetivo incrementar la producción de crudo en 98 MBD para alcanzar una producción de 910 MBD con una inversión estimada de 11.645 millones de dólares y una inversión social de 521 millones de dólares. El alcance del proyecto considera un plan de explotación basado principalmente en proyectos de recuperación secundaria por inyección de gas y agua (PIAVOS - Proyecto Inyección Vapor Orocuál Somero), actividades de perforación, nuevas infraestructuras, ampliación y mantenimiento de las instalaciones existentes e incorporación de proyectos socioproductivos en las áreas de influencia del Distrito Norte del estado Monagas. Este proyecto arrancó en enero del año 2006 y culmina en diciembre del año 2021.

d Crecimiento Distrito Morichal

El proyecto contempla la explotación y producción de áreas tradicionales, pesado y extrapesado del distrito Morichal de manera de incrementar la producción en 167 MBD durante el horizonte del Plan. La meta es el desarrollo integral de los 285 MBD de crudo pesado y extrapesado, para lo cual se considera un plan acelerado de producción que contempla adquisición de sísmica (320 km² en el período 2006 - 2007), aumento de la capacidad de transporte de crudo, adecuación de la instalaciones para el manejo de diluyente y centralización de producción de crudo. El costo total estimado del proyecto es de 8.295 millones de dólares, y el proyecto arranco en enero del 2006 y culmina en diciembre del año 2021.





g Nuevos Desarrollos en el Área de la Faja Petrolífera del Orinoco

Estos proyectos que se encuentran en fase de visualización y conceptualización, tienen la finalidad de desarrollar las instalaciones requeridas para el desarrollo de nuevos campos de producción en el orden de 200 MBD cada uno de crudos extrapesado en los bloques ubicados en las distintas áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco tales como Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá para su transporte, mejoramiento y comercialización. Estas actividades serán ejecutadas mediante la conformación y/o constitución de una empresa mixta entre PDVSA y potenciales socios (aún por definir), en el marco de la visión geopolítica y multipolar que se tiene previsto para la explotación de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco. El desarrollo de estos campos se realizará con la maximización de recursos tecnológicos que permitan la mayor recuperación del factor de recobro.

h Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte

El proyecto Tubería de Gas Transcaribeño Antonio Ricaurte, se inició durante el año 2006 para el intercambio gasífero entre Venezuela y Colombia, y contempla seguir la ruta Puerto de Ballena, en Colombia, hasta la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, en Venezuela. Tendrá un costo aproximado de 473 millones de dólares con una longitud aproximada de 225

kilómetros. Durante los primeros cuatro años transportará gas desde Colombia hasta Venezuela, y posteriormente, desde Venezuela hacia Colombia. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 461 millones de dólares y 114 millones de dólares, respectivamente.

i Gran Delta Caribe Oriental

El proyecto consiste en la construcción de la infraestructura requerida para incorporar, el mercado interno y 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 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); redes de transmisión y distribución eléctrica, y planta de licuefacción de 4,7 millones de toneladas métricas por año (MMT/A) con almacenamiento y muelle. La inversión estimada es de 371 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2012. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 170 millones de dólares y 33 millones de dólares, respectivamente.

j Complejo Criogénico de Occidente

El proyecto Complejo Criogénico de Occidente (CCO), tiene como objetivo optimizar el esque-



ma 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, Edo. Zulia, así como la instalación de redes de tuberías y facilidades para interconectar al CCO con las instalaciones existentes. La inversión estimada es de 926 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2011. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 197 millones de dólares y 108 millones de dólares, respectivamente.

¡ Gas Anaco

El proyecto Gas Anaco 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 y Zapato Mata R) y alcanzar a 2.800 MMPCD y 40 MBD al completar la Fase II (Sta. Ana/El Toco, La Ceibita, Soto/Mapiri y Aguasay). La inversión total estimada es 2.433 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2010. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente 1.032 millones de dólares y 612 millones de dólares, respectivamente.

¡ Acondicionamiento de Gas y Líquidos Anaco (AGLA)

El proyecto AGLA, consiste en desarrollar la infraestructura requerida para el acondicionamiento de 815 MMPCD de gas en Anaco. El costo total estimado del proyecto es de 242 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2010.

¡ Interconexión Centro 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 - Barquisimeto, Estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, Estado Zulia - 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" y 36" de diámetro; tres (03) Plantas Compresoras (Morón, Los Morros y Altigracia) para interconectar el Sistema Anaco-Barquisimeto con el Sistema Ulé-Amuay y garantizar el suministro de gas al Centro de Refinación Paraguaná (CRP) y, a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. La inversión estimada es 530 millones de dólares y se tiene planificado que a mediados de 2008 se complete la construcción del gasoducto junto con la planta recompresora en Morón. Para el año 2009, estarán listas las dos restantes plantas recompresoras, con lo cual se lograría la máxima capacidad del gasoducto que es de 520 MMPCD. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de estas obras en progreso es aproximadamente 436 millones de dólares y 242 millones de dólares, respectivamente.

¡ Jose 250

El proyecto Jose 250, 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 2009. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 77 millones de dólares y 21 millones de dólares, respectivamente.

m Mariscal Sucre

El proyecto Mariscal Sucre de Gas Natural Licuado, tiene como objetivo el desarrollo y explotación de las reservas de gas no asociado Costa Afuera; así como también, la construcción de una planta de Gas Natural Licuado (GNL), que contempla una producción de gas de 1.200 millones de pies cúbicos natural diarios (MMPCD) y el procesamiento de 4,7 millones de toneladas métricas por año (MMT/A) de GNL; 300 MMPCD de gas metano que estará dirigido a satisfacer la demanda del mercado interno y el resto será exportado. La inversión requerida para el desarrollo de los campos Costa Afuera, la planta de GNL y la infraestructura asociada se estima en 2.700 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 136 millones de dólares y 32 millones de dólares, respectivamente.

n Sistema Nor-Oriental de Gas

El proyecto Sistema Nor-Oriental de gas, 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. La inversión estimada es de 1.066 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2010.

o Gasificación Nacional

El proyecto de Gasificación Nacional, tiene como objetivo instalar redes de distribución de gas metano a fin de suministrar gas a 3.260.000 familias a nivel nacional. La inversión estimada es de 2.334 millones de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2016.

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. Una vez completada la fase exploratoria y determinada la comercialidad de las reservas encontradas, PDVSA participará en el futuro desarrollo del área, cuya inversión total se estima en 3.810 millones de dólares, incluyendo la participación de PDVSA. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es de aproximadamente 161 millones de dólares y 157 millones de dólares, respectivamente.

q Autogas - Gas Natural Vehicular (GNV)

Este proyecto contempla la implantación a nivel nación de 350 nuevos puntos de expendio de GNV y reactivar 148 puntos en estaciones de servicios existentes. Promover la constitución de EPS para mantenimiento y fabricación de cilindros a alta presión, con el fin de convertir 450.000 vehículos para uso de GNV, en 18 estados durante el período 2006-2009, con una inversión total de 921 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es de aproximadamente 23 millones de dólares y 38 millones de dólares, respectivamente.

r Rafael Urdaneta

El estimado de inversión total para el proyecto es de 2.900 millones de dólares. Contempla el desarrollo de las reservas de gas no asociados ubicadas en el Golfo de Venezuela, principal-



mente en los campos Róbalo, Merluza, Liza y Sierra, con el fin de producir unos 1.000 MMP-CD que serán destinados al mercado interno y el excedente para oportunidades de negocio internacional. El propósito del proyecto está orientado hacia la ejecución de actividades de exploración; desarrollo de la 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.

§ Conversión Profunda en la Refinería Puerto La Cruz

Este proyecto tiene como objetivo maximizar la capacidad de procesamiento de crudos pesados y extra pesados para cubrir la demanda interna y exportar combustible. Consiste en el diseño, procura, construcción, instalación y puesta en servicio de unidades para procesar 210 MBD de crudo. La inversión total estimada es 1.600 millones de dólares, y se estima su culminación en el año 2011. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente de 129 millones de dólares y 20 millones de dólares, respectivamente.

‡ Conversión Profunda en la Refinería El Palito

Este proyecto tiene como objetivo la adecuación de esta refinería para el procesamiento de 140 MBD de crudo pesado y extra pesado con mínima producción de residuales, garantizando la producción de productos livianos (gasolinas/destilados) con calidad de exportación y

mejorar el margen de refinación, en armonía con el ambiente y el entorno social de la instalación. Está orientado hacia el aumento del procesamiento de crudo pesado y extrapesado en el parque refinador nacional y permitirá cambiar la dieta de la refinería de crudos de 28° API a 22° API. La inversión total estimada es 2.000 millones de dólares, y se estima culminarlo en el año 2011. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente 33 millones de dólares y 9 millones de dólares, respectivamente.

▣ Construcción de Nuevas Refinerías en Venezuela

Se está diseñando la refinería Cabruta para procesar 400 MBD de petróleo de gravedad API de 8.50 de la Faja Petrolífera del Orinoco, actualmente, se desarrolla la ingeniería conceptual y estará diseñada para producir productos refinados de alta calidad: gasolina, destilados, combustible de aviones y para exportación. Tendrá una unidad de conversión profunda según lo planeado, basada en la tecnología HDH PLUS. La refinería estará en Cabruta al sur del Estado Guárico. Las operaciones comenzarán en el año 2013. 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 2010. La refinería de Caripito está diseñada para procesar 50 MBD de petróleo pesado oriental venezolano. Estará orientada a satisfacer la demanda regional de asfalto. Se espera que las operaciones comiencen en el año 2009. La inversión total estimada de la refinería de Cabruta es 14.073 millones de dólares, la de Caripito es 566 millones de dólares y la de la refinería de Santa Inés es 630 millones de dólares, y la Refinería Zulia con 200 MBD (en previsualización).



IV.

Principales Actividades



1 Exploración y Producción



Todas las actividades de exploración y producción se realizan en territorio venezolano, principalmente por PDVSA Petróleo, CVP y PDVSA Gas.

a Reservas

Todas las reservas de petróleo crudo y gas natural están situadas en el territorio venezolano y son propiedad de Venezuela. Las reservas de petróleo crudo y gas natural son estimadas por PDVSA y revisadas por el MENPET, aplicando las definiciones de reservas las cuales concuerdan con las establecidas por la Society of Petroleum Engineers (SPE), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), World Petroleum Council (WPC) y la American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

Datos geológicos y de ingeniería son utilizados para estimar las reservas probadas de petró-

leo y gas natural, incluyendo las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Estos datos demuestran, con razonable certeza, las reservas recuperables en los años futuros de los yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas y de operación existentes. Se espera recuperar las reservas probadas de petróleo y gas natural principalmente de pozos nuevos y en el área que no ha sido perforada, usando equipos y métodos de operación disponibles.

Las estimaciones de reservas no son exactas y están sujetas a revisión. Estas reservas de petróleo y gas natural son revisadas anualmente para considerar, entre otras cosas, los niveles de la producción, las revisiones del campo, la adición de nuevas reservas por descubrimientos y estudios de factibilidad económica. Las reservas probadas estimadas pueden ser ma-



terialmente diferentes de las cantidades de petróleo y gas natural que se recuperan en última instancia.

Las reservas probadas no incluyen los volúmenes adicionales que podrían resultar de extender las áreas exploradas actuales, o de la aplicación de procesos de recuperación secundaria que no han sido ensayados y calificados como económicamente factibles.

Las reservas probadas desarrolladas de petróleo y gas comprenden las cantidades que pueden ser recuperadas de los pozos existentes, con equipos y métodos actualmente en uso. Las reservas probadas no desarrolladas son aquellos volúmenes que se esperan recuperar, mediante inversiones en la perforación de nuevos pozos en áreas no desarrolladas o en la culminación de pozos existentes.

Las reservas probadas han continuado incrementándose a través de los años. Durante el año 2007, la producción fue de 1.144 MMBIs, lo cual ha permitido alcanzar una producción acumulada de petróleo desde el año 1914 hasta el 31 de diciembre de 2007, en aproximadamente 61.544 MMBIs. La producción comercial

de petróleo en Venezuela está concentrada en la cuenca Maracaibo-Falcón (anteriormente denominada Occidental - Zulia) que se extiende a lo largo de los estados Zulia y Falcón; en la cuenca Barinas-Apure (anteriormente denominada Meridional Central Barinas y Apure); que se extiende a lo largo de los estados Barinas y Apure; la cuenca Oriental que se extiende a lo largo de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Sucre; y la cuenca de Carúpano, incorporada desde el año 2006, y que se extiende por los estados Sucre y Nueva Esparta, y por 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 2007 para la cuenca Maracaibo-Falcón, es de 41.612 MMBIs, en la cuenca Barinas-Apure es de 1.330 MMBIs, en la cuenca Oriental es de 18.602 MMBIs y la cuenca de Carúpano no tiene producción acumulada.

La siguiente tabla muestra las reservas probadas, probadas desarrolladas y la relación de las reservas probadas con respecto a la producción anual en cada una de las cuencas principales al 31 diciembre de 2007 y la producción del 2007.

(1) Desarrolladas y no desarrolladas
(2) La producción fiscalizada excluye 7 MBD de condensado de planta y 8 MBD de la producción de Sinovensa del 1er. cuatrimestre.
(3) Producción neta de gas natural (producción bruta menos gas natural reinyectado).
El factor de conversión es de 5,8 MPC/BIs
(4) Incluye las reservas probadas de gas natural en la Faja Petrolífera del Orinoco, estimadas en 3.532 MMBpe al 31 de diciembre de 2007.

RESERVAS Y PRODUCCIÓN DE VENEZUELA

	Probadas (1)	Probadas Desarrolladas	2007 Producción	Relación Reservas Probadas/Producción
	(MMBIs al 31/12/2007)		(MBD)	(años)
PETRÓLEO (2)				
Maracaibo-Falcón	20.574	5.776	1.130	50
Barinas-Apure	1.835	306	82	61
Oriental	76.893	9.455	1.923	110
Carúpano	75	--	--	--
Total Petróleo	99.377	15.537	3.135	87
De extra pesado	58.173	4.355	706	226
GAS NATURAL EN BPE (3)				
Maracaibo-Falcón	5.973	4.181	184	89
Barinas-Apure	77	46	10	53
Oriental (4)	20.876	13.903	505	113
Carúpano	2.543	--	--	--
Total Gas Natural en Bpe	29.469	18.130	699	117
Total Hidrocarburos en Bpe	128.846	33.667	3.834	93

El petróleo y el gas natural representaron 77% y 23%, respectivamente, del total estimado de reservas probadas de petróleo y gas natural sobre una base equivalente de petróleo al 31 de diciembre de 2007.

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 yacimientos de petróleo más grandes de PDVSA, al 31 de diciembre de 2007.

RESERVAS PROBADAS Y PRODUCCIÓN DE LOS PRINCIPALES CAMPOS

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2007.

Nombre del Campo	Ubicación	Producción 2007	Año del Descubrimiento	Reservas Probadas	Relación de Reservas Probadas/Producción
	(nombre del estado)	(MBD)		(MMBIs)	(años)
Cerro Negro	Monagas	41	1979	18.813	1.254
Cerro Negro	Anzoátegui	100	1979	14.096	386
Zuata Principal	Anzoátegui	164	1985	14.227	238
Tía Juana Lago	Zulia	155	1925	3.690	65
Huyapari	Anzoátegui	157	1979	3.633	63
Bare	Anzoátegui	93	1950	2.064	61
Bloque VII Ceuta	Zulia	138	1956	1.771	35
El Furrial	Monagas	388	1986	1.760	12
Mulata	Monagas	240	1941	1.744	20
Bachaquero Lago	Zulia	107	1930	1.679	43
Boscán	Zulia	105	1946	1.452	38
Urdaneta Oeste	Zulia	93	1955	1.420	42
Santa Bárbara	Monagas	142	1941	1.359	26
Lagunillas Lago	Zulia	77	1925	1.300	45
Tía Juana Tierra	Zulia	33	1925	1.206	101
Melones	Anzoátegui	35	1955	1.071	84
Lagunillas Tierra	Zulia	56	1925	1.055	52

Reservas de Petróleo

Los niveles de las reservas probadas de crudo al cierre del año 2007, se ubicaron en 99.377 MMBIs; la distribución de reservas por cuencas es la siguiente: 20.574 MMBIs Maracaibo-Falcón, 1.835 MMBIs Barinas-Apure, 76.893 MMBIs Oriental y 75 MMBIs Carúpano. Para la Faja Petrolífera del Orinoco las reservas ascienden a 59.562 MMBIs de petróleo, de las cuales corresponden a crudo pesado 3.077 MMBIs y a crudo extra-pesado 56.485 MMBIs.

Durante el año 2007 se incorporaron 13.198 MMBIs de reservas probadas, de los cuales 501 MMBIs fueron por descubrimientos, 20 MMBIs fueron por extensión y 12.677 MMBIs por revisiones. En el 2006, el incremento de las reservas fue de 8.504 MMBIs, mientras que

fueron de 623 MMBIs en 2005, 4.601 MMBIs en 2004 y 250 MMBIs en 2003.

En los años 2007, 2006, 2005 y 2004, la tasa de reemplazo de reservas de crudo, que indica los barriles incorporados por cada barril producido, fue de 1.154%, 713%, 52% y 104%, respectivamente. Estas variaciones resultaron de las revisiones de las tasas esperadas de la recuperación de petróleo en sitio y del uso de la tecnología de recuperación secundaria en los yacimientos de petróleo.

De acuerdo con los niveles de producción del año 2007 las reservas probadas de petróleo, incluyendo las reservas de crudo pesado y extra-pesado tienen una vida restante de, aproximadamente, 87 años para lo cual se requiere

un plan adecuado de desarrollo incluyendo los costos de producción y refinación. Este tiempo de vida no incluye la incorporación del Proyecto Magna Reserva.

Reservas de Gas Natural

Se tienen reservas probadas de gas natural que ascienden a 170.920 MMMPCN (ó 29.469 MM-Bpe) al 31 de diciembre de 2007, de los cuales 20.483 MMMPCN están asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco y 18.899 MMMPCN a crudo extra-pesado. Las reservas de gas natural de PDVSA abarcan el gas asociado, que es un elemento incidental generado al desarrollar las reservas de petróleo. Una alta proporción de las reservas probadas de gas natural están desarrolladas. Durante el año 2007, se reinyectaron 1.060 MMMPCN con el fin de mantener la

presión de los yacimientos, lo que representa un 44% aproximadamente del gas natural que se produjo.

Las reservas por cuenca se distribuyen de la siguiente manera: 5.973 MMBpe Maracaibo-Falcón, 77 MMBpe Barinas-Apure, 20.876 MMBpe Oriental y 2.543 MMBpe Carúpáno. Durante el año 2007 se incorporaron 1.063 MMBpe de los cuales 305 MMBpe son por descubrimiento, 6 MMBpe por extensión y 752 MMBpe por revisiones.

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

1) Las reservas probadas de petróleo extrapesado situado en la Faja Petrolífera del Orinoco tienen un bajo grado de desarrollo y se sitúan, al cierre de diciembre de 2007, en 56.485 MMBIs aproximadamente.
(2) Incluye 18.899 MMMPCN, 16.447 MMMPCN, 13.819 MMMPCN, 13.649 MMMPCN y 12.427 MMMPCN en cada uno de los años 2007, 2006, 2005, 2004 y 2003, respectivamente, asociados a las reservas de crudo extrapesado.
(3) Las reservas probadas desarrolladas entre las reservas probadas totales.

RESERVAS PROBADAS DE VENEZUELA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2007

Cifras expresadas en millones de barriles (MMBIs) a menos que se indique lo contrario

RESERVAS PROBADAS	2007	2006	2005	2004	2003
Condensado	1.826	1.870	1.833	1.867	1.919
Liviano	9.981	9.735	9.747	9.830	10.078
Mediano	11.939	12.345	12.456	12.487	12.340
Pesado	17.458	17.391	17.533	17.708	17.617
Extrapesado (1)	58.173	45.983	38.443	38.690	35.186
Total Petróleo	99.377	87.324	80.012	80.582	77.140
Relación Reservas/Producción (Años)	87	73	67	69	74
Gas natural (MMMPCN) (2)	170.920	166.249	152.264	151.479	150.040
Gas natural (Bpe) (2)	29.469	28.664	26.252	26.117	25.869
Total Hidrocarburos en Bpe	128.846	115.988	106.264	106.699	103.009
RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS					
Condensado	381	407	321	387	416
Liviano	2.404	2.760	2.359	2.772	2.760
Mediano	3.747	4.812	5.026	5.471	5.419
Pesado	5.024	5.333	5.406	4.569	4.683
Extrapesado	3.981	6.308	3.826	4.076	3.010
Total Petróleo	15.537	19.620	16.938	17.275	16.288
Gas natural (MMMPCN)	105.154	110.108	106.726	106.035	105.030
Gas natural (Bpe)	18.130	18.985	18.401	18.282	18.109
Total Hidrocarburos en Bpe	33.667	38.605	35.339	35.557	34.397
PORCENTAJE DEL TOTAL DE RESERVAS DESARROLLADAS Vs TOTAL DE RESERVAS PROBADAS (3)					
Petróleo	16%	22%	21%	21%	21%
Gas natural	62%	66%	70%	70%	70%

Nuevos Descubrimientos de Hidrocarburos

En el año 2007, resaltan en la Cuenca Oriental de Venezuela el descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos en el pozo TRV 3 de 159,3 MMBls de petróleo y de 686,6 MMMPCN de gas asociado, así como también del pozo TRV 4 de 92,5 MMBls y 464,7 MMMPCN de gas.

En cuanto a la Cuenca Maracaibo-Falcón, sobresalen los descubrimientos realizados por los pozos CEI 3 y CEI 4, los cuales incorporan reservas por el orden de los 85,5 MMBls y 11,1 MMMPCN de gas el primero y 51,4 MMBls y 15,1 MMMPCN el segundo; en la Cuenca Barinas-Apure destacan la incorporación de reservas por descubrimiento del pozo BOR 31, el cual incorporó 10,2 MMBls de petróleo y 2,7 MMMPCN de gas.

Operaciones

Se mantiene un programa activo de exploración y desarrollo diseñado para aumentar nuestras reservas probadas de petróleo y la capacidad de producción. Los esfuerzos de PDVSA han sido exitosos al aumentar sus reservas proba-

das de petróleo y gas natural durante los últimos años. Normalmente, se conducen las actividades de exploración y desarrollo en las Cuencas Maracaibo-Falcón, Barinas-Apure, Oriental, y ahora se están iniciando las actividades operativas en la cuenca de Carúpano, la cual reportará producción a partir del próximo año 2008. Adicionalmente se está conduciendo una extensa actividad de exploración y desarrollo en la Faja Petrolífera del Orinoco de la Cuenca Oriental y en otras cuencas, de manera independiente o en conjunto con socios extranjeros, a través de Empresas Mixtas.

En el año 2007, los desembolsos de exploración fueron utilizados, principalmente, para la perforación de 11 pozos exploratorios y la adquisición de 762 kilómetros cuadrados de líneas sísmicas 3D, con un desembolso de 199 millones de dólares en inversiones, distribuidos por categorías presupuestarias en: 37 millones de dólares en geofísica, 131 millones de dólares en perforación exploratoria y 31 millones de dólares en otras Inversiones.

La tabla siguiente resume las actividades de perforación para los períodos indicados:

ACTIVIDAD DE PERFORACIÓN DE PDVSA

Para el año finalizado el 31 de diciembre de 2007 (Número de Pozos)

	2007	2006	2005	2004	2003
Pozos Exploratorios					
Pozos completados	5	4	5	1	3
Pozos suspendidos	1	1	--	--	1
Pozos bajo evaluación	--	5	2	1	--
Pozos en progreso	3	2	8	2	3
Pozos secos o abandonados	2	7	1	1	--
Total	11	19	16	5	7
Pozos de arrastre	8	10	6	1	5
Pozos de Desarrollo perforados (1)	566	543	379	313	206

(1) Incluye los pozos en progreso, incluso si fueron comenzados en años anteriores. Se encuentran discriminados de la siguiente manera: 467 pozos de PDVSA Petróleo, 58 pozos de PDVSA Gas, 41 pozos de Empresas Mixtas y 459 pozos de Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco, para un total de 1025 pozos.

En 2007 se invirtieron 2.233 millones de dólares en 566 pozos de desarrollo.

Plan de Nacionalización de Taladros

Considerando que el negocio petrolero venezolano se ha caracterizado por la dependencia tecnológica, luego de 30 años de nacionalización de la Industria Petrolera y que, por razones estratégicas y de seguridad nacional, Venezuela debe disponer de una flota propia de equipos y taladros, a fin de disminuir la vulnerabilidad por contratación a terceros, durante el año 2007 se procedió con el plan de nacionalización de taladros, así como con la creación de las nuevas empresas filiales de PDVSA, las cuales son: PDVSA Industrial y PDVSA Servicios, cuya conceptualización, desarrollo, cuerpos gobernantes y el personal que dio inicio a sus operaciones son personal propio de PDVSA.

El principal objetivo de estas filiales es el de lograr la plena soberanía tecnológica en servicios a pozos y en la fabricación de los bienes, materiales, componentes y equipos de los sectores hidrocarburos, eléctrico y hogar, los cuales no sólo son requeridos para ejecutar, operar y mantener los proyectos que conforman el Plan Siembra Petrolera, sino impulsar el desarrollo nacional.

Todo esto basado, por un lado, en el crecimiento acelerado de la actividad de perforación, con el consecuente aumento de la demanda de equipos y servicios (lo que implica una disminución de la disponibilidad de los mismos y aumento de costos asociados), por el otro, en que 75% de los taladros son contratados, principalmente a empresas transnacionales (65%). De los taladros propios, 45% se encontraban a inicios del año inactivos por requerimiento de reparación y 12% inactivos en condiciones inoperables.



Todo esto conllevó a realizar una serie de acciones tales como:

- Nacionalización de las operaciones de 41 taladros propiedad de PDVSA que eran administrados por terceros, logrando así justicia social al incorporar a la nómina de PDVSA a los trabajadores de las cuadrillas. De este modo se recupera la soberanía operacional, supervisoría y de mantenimiento de los activos propiedad de PDVSA, se eleva la confiabilidad operacional de los equipos y se reducen los costos operativos.
- Concreción de la empresa mixta para el ensamblaje y fabricación de taladros y servicios a pozos en Venezuela con la empresa CNPC, de-

sarrollada por la nueva filial PDVSA Industrial.

- Concreción e inicio de las operaciones de la empresa mixta para la adquisición de sísmica con la empresa Belorusneft, desarrollada por la nueva filial PDVSA Servicios.

▮ Producción

El potencial de producción crudo a nivel nación al final de 2007 alcanzó un total de 3.561 MBD, que incluye 2.583 MBD correspondientes a gestión directa (1.409 MBD en Oriente, 101 MBD Centro Sur y 1.073 MBD Occidente), 352 MBD Empresas Mixtas (ex-Convenios Operativos) y 626 MBD empresas de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

(1) Incluye petróleo crudo condensado de planta por 7 MBD en el 2007 y 5 MBD en el 2006 y en el 2005. Incluye 8 MBD de Sinovensa del 1er. cuatrimestre.
(2) Producto del proceso de migración de las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco a Empresas Mixtas a partir de julio 2007, la participación de PDVSA Cerro Negro pasó de 41,67% a 83,33%; la participación de Corpoguanipa pasó de 30% a 70% y a partir octubre 2007 la participación en Petrozuata pasó de 49,9% a 100%.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO CRUDO A NIVEL NACIONAL

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

	2007	2006	2005	2004	2003
Gestión propia de producción de petróleo crudo (1)	2.292	2.315	2.109	2.066	1.864
Convenios operativos	-	116	497	518	465
Empresas mixtas	316	241	-	-	-
Convenios de exploración a riesgo	-	1	5	1	-
Participación de PDVSA en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (2)					
° PDVSA Sincor	62	65	73	66	60
° PDVSA Cerro Negro	61	48	51	50	42
° Corpoguanipa	81	47	50	32	20
° Petrozuata	63	59	60	62	52
	267	219	234	210	174
Crudo extrapesado (menos de 8 grados API)	29	15	61	38	59
Total producción propia de PDVSA	2.904	2.907	2.906	2.833	2.562
Participación de terceros en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco					
° PDVSA Sincor	101	107	118	108	98
° PDVSA Cerro Negro	34	67	71	70	59
° Corpoguanipa	75	109	118	75	46
° Petrozuata	36	60	61	62	52
	246	343	368	315	255
Producción Nación	3.150	3.250	3.274	3.148	2.817

En 2007, la producción fiscalizada total del petróleo en Venezuela se ubicó a 3.150 MBD, que incluye 2.904 MBD de la producción propia de PDVSA y 246 MBD de la participación de terceros en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La producción propia promedio de petróleo atribuible a PDVSA en el año 2007 fue de 2.904 MBD, incluyendo 267 MBD correspondiente a la participación de PDVSA en las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco. Durante el año 2007, nuestro costo promedio de producción de petróleo fue aproximadamente de 4,93 \$/Bpe.

En promedio, al cierre de diciembre de 2007, nuestra producción del gas natural fue de 6.958 MMPCD (ó 1.199 sobre una base en miles de barriles equivalentes de petróleo), de la cual 2.903 MMPCD, fueron reinyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta del gas natural fue de 3.775 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.

(1) Incluye la alícuota en 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.

PRODUCCIÓN DE PDVSA, PRECIO DE VENTA Y COSTO DE PRODUCCIÓN PROMEDIO

En el año terminado al 31 de diciembre de 2007 (en miles de barriles por día, a menos que se indique lo contrario)

	2007	2006	2005	2004	2003
Producción de Petróleo					
Condensado	133	125	18	25	22
Liviano	589	642	776	767	727
Mediano	911	1.020	999	1.001	914
Pesado + Extrapesado (1)	1.271	1.120	1.113	1.040	899
Total Petróleo	2.904	2.907	2.906	2.833	2.562
Líquidos del Gas Natural	172	177	165	166	144
Total Petróleo y LGN	3.076	3.084	3.071	2.999	2.706
Gas Natural (MMPCD)					
Producción Bruta	6.958	7.072	7.008	6.566	5.938
Menos: reinyectado	2.903	3.019	2.920	2.747	2.506
Gas natural neto (MMPCD)	4.055	4.053	4.088	3.819	3.432
Gas natural neto (MBDPE)	699	699	705	658	592
Total Hidrocarburos en Bpe	3.775	3.783	3.776	3.657	3.298
Producción de Petróleo de PDVSA por Cuenca					
Maracaibo-Falcón	1.130	1.180	1.187	1.238	1.121
Barinas-Apure	82	87	88	85	86
Oriental	1.692	1.640	1.631	1.510	1.355
Total Petróleo	2.904	2.907	2.906	2.833	2.562
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	1.067	1.123	1.255	1.187	1.031
Barinas-Apure	59	28	17	4	6
Oriental	5.832	5.921	5.736	5.375	4.901
Total Gas	6.958	7.072	7.008	6.566	5.938
Precio Cesta Exportación (\$/Bl) (2)	64,74	55,21	45,32	32,22	24,35
Precio de Venta Gas Natural (\$/MPC)	1,21	1,13	0,84	0,74	0,61
Costos de Producción (\$/Bpe) (3)					
Incluye los Ex Convenios Operativos – Empresas Mixtas	4,93	4,34	3,93	3,77	3,85
Excluye los Ex Convenios Operativos – Empresas Mixtas	4,88	4,01	3,13	3,29	2,06

Manufactura de Orimulsión®

Enmarcado dentro de la política de plena soberanía petrolera y a fin de optimizar el valor del recurso natural, el Estado en el año 2006 tomó la decisión de eliminar la manufactura de Orimulsión® en Venezuela, a fin de utilizar el crudo extrapesado para mezclas y así obtener un mayor valor por el recurso natural.

En esta dirección, Bitor dejó de producir Orimulsión® en su módulo ubicado en Morichal (estado Monagas) en el primer trimestre del año 2006 y la asociación Sinovensa dejó de manufacturar Orimulsión® en su módulo ubicado en Jose (estado Anzoátegui) el 31 de diciembre del año 2006.

La empresa Bitor realizó negociaciones con clientes que tenían contratos de suministro de Orimulsión® a largo plazo. En este sentido algunos clientes, producto de las negociaciones y por cláusulas establecidas en los contratos existentes, se les está suministrando un combustible sustituto de la Orimulsión® que es el Fuel Oil. Al 31 de diciembre de 2007, sólo se está suministrando este combustible a Bitor América y Power Seraya.

Con otros clientes se efectuaron negociaciones y acuerdos a efectos de rescindir los contratos existentes. Se estima que en el año 2008 la filial Bitor sea declarada inactiva.

c Asociaciones con Terceros

Siguiendo las instrucciones del Ejecutivo Nacional y lineamientos del MENPET y PDVSA, se culminó el proceso de la firma de acuerdos con los participantes de los Convenios Operativos, los de la Faja Petrolífera del Orinoco y los de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, para su conversión a Empresas Mixtas, así como también la creación de los nuevos negocios, lo cual ha significado un paso histórico en la reafirmación de la soberanía petrolera.

El objeto social de todas estas Empresas Mixtas es desarrollar actividades primarias de explora-

ción en busca de yacimientos de hidrocarburos, su extracción en estado natural, su recolección, transporte y almacenamiento inicial.

Cabe destacar que junto a las 21 Empresas Mixtas que sustituyeron a los Convenios Operativos y las nuevas Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco, se alcanza una cifra superior a los 800 MBD de crudo producido en asociación con terceros. 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, tal como lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas

Durante el año 2005, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), realizó estudios de carácter jurídico y técnico sobre la situación de los 32 Convenios Operativos existentes, concluyendo que estos convenios contenían, entre otros elementos, cláusulas de honorarios basadas en el volumen y precio de los hidrocarburos producidos en las áreas, lo cual contravenía la naturaleza de un simple contrato de servicios y resultaba incoherente con la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos.

En el marco de la política de Plena Soberanía Petrolera, el 12 de abril de 2005, el MENPET emitió instrucciones a la Junta Directiva de PDVSA para que se corrigieran las omisiones o fallas de todos y cada uno de los Convenios Operativos en materia de hidrocarburos, y se evaluaran los mecanismos legales para extinguir dichos convenios en un período no mayor a un año. En el último trimestre del año 2005, 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 núme-



ro 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” a suscribirse con las entidades privadas que lo decidieran, según la Gaceta Oficial número 38.430. En esa misma fecha, se firmaron con las operadoras los respectivos “Memoranda de Entendimientos” para la migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas, excepto las operadoras de dos de los Convenios Operativos que, voluntariamente, se abstuvieron de suscribir estos memoranda.

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 derivada de los mismos, salvo los pagos correspondientes al primer trimestre de 2006; ni tampoco tuvieran 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 la propiedad de los mismos.

Antecedentes de Convenios Operativos

Durante la última década del siglo pasado, se inició el proceso denominado la “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, la primera, segunda y tercera ronda de Convenios Operativos fueron firmadas por PDVSA en los años 1992, 1993 y 1997, 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, ya que se planteó y ejecutó en forma abiertamente favorable a los Operadores. En algunos casos los montos pagados a los Operadores 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 venezolano.

Por otra parte, los contratos contenían cláusulas que podían ser explicadas según los intereses de quienes los manejaran, de tal manera que dejaba 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 ne-



gocio para la nación. En los contratos de 1ra. y 2da. ronda, no se estipuló el pago de regalías, de tal manera que 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, a los fines de determinar el cálculo de dicho impuesto.

- La mayor parte del riesgo lo asumía PDVSA. Dado 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 y en el caso de los de 1ra. y 2da. ronda, ni siquiera los previstos por la OPEP; en tal sentido, estas empresas no estaban obligadas a cumplir con lineamientos de recortes y, por ende, debía pagárseles toda la producción previamente comprometida. Asimismo, PDVSA era quien debía pagar la regalía en los contratos de 1ra. y 2da. ronda, de tal manera que la Operadora no aportaba nada al Estado, a pesar de los grandes ingresos percibidos por la explotación de los campos. Asimismo, estos contratos no estaban sujetos a las leyes venezolanas referidas a las contrataciones de obras, de tal manera que 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, aún cuando para PDVSA eran catalogados como gastos.

Esto permitía que la operadora recuperara tanto por la vía de los costos de operación (Opfee) como por la vía del capital (Capfee), conceptos referidos a gastos de operación.

En resumen, los Convenios Operativos en las condiciones que se firmaron, eran una suerte de Caballo de Troya, lo cual representaba un excelente negocio para los Operadores y un mal negocio para PDVSA y para la Nación.

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, para lo cual dicha producción sería vendida a PDVSA y 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 tal manera que las ganancias son distribuidas entre los socios, obteniendo PDVSA un porcentaje de mayoría accionaria promedio de 61,85%

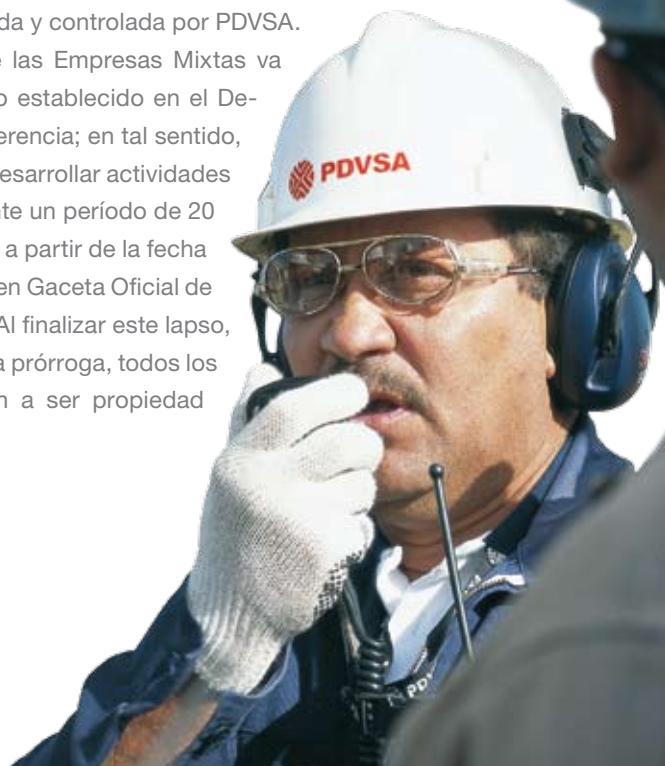
Según los “Términos y condiciones para la creación de las Empresas Mixtas”, aprobados por la Asamblea Nacional, dichas empresas operaron en un período de transición, comprendido entre el 1° de abril de 2006 y la fecha en que fueron formalmente constituidas. Una vez constituidas, los términos contractuales 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

Campos	Empresa Mixta	Fecha de Constitución	Fecha de Decreto de Transferencia	Participación % PDVSA	Participación % Socio	Accionista Minoritario	País
Mene Grande	Petroquiriquire, S.A.	21/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Repsol	España
Quiriquire						Repsol	España
Caracoles	Petrolera Sino-Venezolana, S.A.	28/11/2006	29/01/2007	75,00	25,00	CNPC	China
Intercampo N.						CNPC	China
Falcón Este	Petrocumarebo, S.A.	24/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	V.O.G.	Venezuela
Falcón Oeste						V.O.G.	Venezuela
Ambrosio	Petrowarao, S.A.	09/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Perenco	Francia
Pedernales						Perenco	Francia
Cabimas	Petrocabimas, S.A.	02/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Suelopetrol	Venezuela
Kaki	Petrolera Kaki, S.A.	28/11/2006	29/01/2007	60,00	40,00	Inemaka	Venezuela
Casma-Anaco	Petrocuragua, S.A.	18/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Open	Venezuela
Colón	Baripetrol, S.A.	09/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Tecpetrol	Argentina
Onado	Petronado, S.A.	15/09/2006	24/11/2006	60,00	40,00	CGC	Argentina
Oritupano-Leona	Petroritupano, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Petrobras	Brasil
La Concepción	Petrowayu, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Petrobras	Brasil
Acema	Petroven-Bras, S.A.	04/09/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Petrobras	Brasil
Mata	Petrokariña, S.A.	31/08/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Petrobras	Brasil
Boscán	Petroboscán, S.A.	11/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Chevron	EE.UU.
LI-652	Petroindependiente, S.A.	11/08/2006	29/09/2006	74,80	25,20	Chevron	EE.UU.
Monagas Sur	Petrodelta, S.A.	03/10/2007	23/10/2007	60,00	40,00	Harvest. V.	EE.UU.
Guárico Oriental	Petroguárico, S.A.	25/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Teikoku	Japón
Dzo	Petroperijá, S.A.	21/09/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Bp	Reino Unido
Boquerón	Boquerón, S.A.	11/10/2006	24/11/2006	60,00	40,00	Bp	Reino Unido
B-2x 70/80	Lagopetrol, S.A.	05/12/2007	11/01/2007	69,00	31,00	Hocol	Reino Unido
Urdaneta Oeste	Petroregional del Lago, S.A.	10/08/2006	29/09/2006	60,00	40,00	Shell	Reino Unido
PROMEDIO DE PARTICIPACIÓN				61,85	38,15		

En esta nueva opción del negocio petrolero, PDVSA participa con socios privados nacionales o internacionales con la mayoría accionaria, por lo que 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 (2) son directores de PDVSA, dos (2) 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 la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A. (CVP), por ende, todo lo concerniente a elaboración de presupuesto, aprobación de desembolsos, inversiones, costos, etc., 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 a 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.



CONVENIOS OPERATIVOS	Vs. EMPRESAS MIXTAS
<ul style="list-style-type: none"> • Ilegales, nunca fueron aprobados por el Congreso Nacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fueron analizados y discutidos en la Asamblea Nacional, Institución que les dio la aprobación antes de entrar en vigencia.
<ul style="list-style-type: none"> • Violaron el Artículo 1 de la Ley de Nacionalización. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se fundamentan en el artículo 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que establecen la propiedad del Estado sobre los yacimientos de hidrocarburos, y permiten la participación de terceros en Empresas Mixtas, en las que el Estado mantenga una participación mayor al 50%.
<ul style="list-style-type: none"> • Respondieron al modelo de empresa trasnacional, maximizando la ganancia de terceros a costa del Estado, el Fisco, PDVSA y el pueblo venezolano. 	<ul style="list-style-type: none"> • Responden al razonamiento de empresa pública, maximizando la ganancia para el Estado, el Fisco y el pueblo venezolano.
<ul style="list-style-type: none"> • Negaron el derecho soberano de regular la tasa de explotación del recurso natural, agotable y no renovable: la regalía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Garantizan el derecho soberano a la remuneración por la explotación del recurso natural no renovable: una regalía justa.
<ul style="list-style-type: none"> • Obligaron a que cualquier diferencia contractual debía resolverse en tribunales de Nueva York, Estados Unidos; por esto, vulneraron la soberanía nacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se establece la autoridad de los tribunales nacionales.
<ul style="list-style-type: none"> • Registraron altos costos operativos indexados a los precios del barril petrolero. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de gastos y aumento de la regalía y los impuestos.
<ul style="list-style-type: none"> • No estaban alineados con los planes de desarrollo nacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Están alineadas con el Plan Siembra Petrolera.
<ul style="list-style-type: none"> • En los Convenios de 1ra. y 2da. ronda no se contemplaban recortes de producción, ni siquiera por lineamientos OPEP. 	<ul style="list-style-type: none"> • La producción está sujeta a políticas corporativas y a los lineamientos del MENPET.
<ul style="list-style-type: none"> • Significaron la privatización de 500 mil barriles diarios de petróleo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Rescatan la Plena Soberanía Petrolera.

Disminución en los Costos Reales de PDVSA durante los Años 2007 y 2006

De haberse mantenido el esquema de Convenios Operativos, considerando los altos precios de venta del crudo durante los años 2006 y 2007, los pagos que se hubieran requerido alcanzarían a 7.850 millones de dólares. Ahora bien, durante ese mismo período, los costos y gastos de las Empresas Mixtas, incluyendo la participación de los accionistas minoritarios en

sus ganancias netas, totalizaron 5.130 millones de dólares. Producto de la decisión de migrar los Convenios Operativos a Empresas Mixtas, se generó un ahorro de gastos a PDVSA, por 2.720 millones de dólares.

Incremento de la Recaudación Fiscal

En el marco de la política de Plena de Soberanía Petrolera, en adición a la migración de todos los esquemas de asociaciones con terce-

ros a esquemas de Empresas Mixtas, a partir de 2002, el Gobierno de Venezuela ejecutó acciones específicas para regular las actividades primarias en el sector petrolero, con la finalidad de maximizar el valor de nuestros recursos y aumentar la recaudación fiscal por estas actividades, en beneficio del Estado y del pueblo venezolano.

Estas acciones, entre las que se destacan el incremento de la tasa de regalía para todas las actividades primarias de extracción de crudos, así como la creación del impuesto de extracción, del impuesto de registro de exportación y del impuesto de superficie; permitió incrementar la recaudación fiscal, entre los años 2002 y 2007, en más de 40.408 millones de dólares, según el siguiente detalle:

RECAUDACIÓN FISCAL	
CONCEPTO	EFFECTO MMUS\$
Incremento en la Regalía de 1% a 16 2/3% pagado por las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco (Octubre 2004)	5.278
Creación Impuesto de Extracción (Junio 2006)	4.420
Creación Impuesto Registro de Exportaciones (Agosto 2006)	49
Impuesto Superficial (Año 2003)	483
Incremento en la Regalía de 16 2/3% a 30% pagado por PDVSA (Año 2002)	30.178
EFFECTO TOTAL NACIÓN	40.408

Participación de las Empresas Mixtas en el Desarrollo Social

Otro aspecto que diferencia a las Empresas Mixtas de los antiguos 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 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 Ejecutivo Nacional, las comunidades, las alcaldías y las gobernaciones, en una estrategia clara de desarrollo social.

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 (3) años.

Sólo durante el año 2007, las Empresas Mixtas ejecutaron un gasto por concepto de Desarrollo Social de 93 millones de dólares. Al considerar también los aportes del año 2006, por 13 millones de dólares, el total resultante de lo aportado para desarrollo social por la Empresas Mixtas, en los dos (2) últimos años, fue de 106 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, el estado ha aumentado la recaudación fiscal y ha beneficiado a las comunidades, a través de la ejecución de programas de desarrollo social.

Producción de Empresas Mixtas

Durante el año 2007, la producción de crudo de las Empresas Mixtas fue de aproximadamente 316 MBD. En las Empresas Mixtas de oriente se obtuvo una producción de crudo de 95 MBD y la producción de gas se ubicó en 291,5 MMPCD. Del mismo modo, en las Empresas Mixtas de occidente, la producción de crudo fue de 221 MBD y la de gas fue de 172,5 MMPCD.

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

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, iniciado durante la década de los años 90, 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 Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de acuerdo con el cual las asociaciones, denominadas Petrolera Zuata, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A., Petrolera Cerro Negro, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. deben transformarse en Empresas Mixtas, en las cuales la filial CVP, o alguna otra filial que se designe, mantenga no menos de 60% de participación accionaria, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Asimismo, los existentes Convenios de Asociación a Riesgo y Ganancias Compartidas en el Golfo de Paria Oeste, Golfo de Paria Este y el bloque conocido como La Ceiba; así como también, la asociación denominada Orifuels SINOVEN, S.A. (SINOVENSA), deben ser transformadas en Empresas Mixtas, bajo el mismo esquema mencionado anteriormente.

A tales efectos, se constituyeron comisiones de transición para cada uno de los convenios existentes bajo las dos modalidades anteriormente

descriptas, las cuales se incorporaron a sus directivas con el fin de garantizar la transferencia del control sobre todas sus actividades, a las nuevas empresas estatales. 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, con la finalidad de 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 objeto de preservar su continuidad, en razón de su carácter de utilidad pública e interés social.

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

La nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco 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 de memoranda de entendimiento con 11 de las 13 empresas extranjeras que operaban en la Faja Petrolífera del Orinoco y en los convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Finalmente, de los socios participantes sólo dos de ellos no aceptaron los convenios de migración y se encuentran actualmente en arbitraje.

Posteriormente, en Gaceta Oficial número 38.801, queda autorizada la creación de siete Empresas Mixtas que sustituyen a los anteriores negocios de este segmento de la apertura petrolera.



EMPRESAS MIXTAS

Empresa mixta	Participación de PDVSA (%)	Área o Convenio	Socios de CVP
Petromonagas, S.A.	83,33	Cerro Negro	Veba Oil & Gas Cerro Negro GmbH
Petrocedeño, S.A.	60,00	Sincor	Statoil Sincor AS-Total Fina
Petropiar, S.A.	70,00	Hamaca	Chevron Orinoco Holdings B.V.
Petrolera Paria, S.A.	60,00	Golfo de Paria Este	Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation - Ineparia Inc.
Petrosucre, S.A.	74,00	Golfo de Paria Oeste	ENI Venezuela B.V.
Petrolera Güiría, S.A.	64,25	Golfo de Paria Central	ENI Venezuela B.V. - Ineparia Inc.
Petrozumano, S.A.	60,00	Zumano	CNPC Venezuela B.V.

Tres de estas empresas, Petromonagas, Petrocedeño y Petropiar, corresponden respectivamente a las antiguas asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco bajo las asociaciones denominadas Petrolera Cerro Negro, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. En estas nuevas Empresas Mixtas CVP maneja la mayoría accionaria en representación del Estado. En el caso de Petrolera Zuata, S.A., PDVSA pasó de un 49,9% a un 100% de participación, con lo que se logra el control total del negocio.

En cuanto a los resultados del año 2007 de las cuatro (4) empresas que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco se alcanzó una producción de crudo extrapesado promedio de 513 MBD para una producción de crudo mejorado de 456 MBD. Asimismo, lograron ingresos brutos por ventas en el orden de los 12.854 millones de dólares, siendo 12.585 millones de dólares por crudo mejorado y 269 millones de dólares por ventas de subproductos.

Las Empresas Mixtas que sustituyen a los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas son Petrolera Paria, Petrosucre y Petrolera Güiría, respectivamente, suplen a los extintos convenios llamados Golfo de Paria Este, Golfo de Paria Oeste y Golfo de Paria Central. En el caso de La Ceiba, PDVSA tomó el control 100% de participación.

Esta nueva asociación entre PDVSA y sus so-

cios 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.

Petrolera Güiría, junto a las ya constituidas Petrolera Paria y Petrosucre determinará a través de sus actividades de exploración y producción de crudo y gas, el crecimiento de las zonas deprimidas del Golfo de Paria y el impulso del desarrollo sustentable, económico y social de la región oriental del país, para mejorar la calidad de vida de todos sus habitantes.

Dentro del conjunto de Empresas Mixtas se incluyó a Petrozumano, una compañía integrada en 60% por CVP y en el 40% restante por la estatal China National Petroleum Corporation (CNPC). Esta decisión tiene como antecedente la firma de una serie de documentos bilaterales entre ambos gobiernos mediante los cuales se adjudicó en forma directa a CNPC el campo Zumano en el oriente del país. PDVSA mantiene conversaciones con CNPC para acordar la nueva estructura en la conformación de la empresa mixta.

▣ Proyecto Magna Reserva

El Proyecto Magna Reserva fue asignado por el MENPET a CVP para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El lineamiento estratégico establecido, persigue el propósito de convertir a la Faja Petrolífera del Orinoco en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el plan de desarrollo de la nación.

La Faja Petrolífera del Orinoco posee un Petróleo Original en Sitio (POES) de 1.360 MMBBls. Las reservas recuperables estimadas basadas en un factor de recobro de de 20% de acuerdo con los lineamientos del MENPET, están en el orden de 272 MMBBls, de los cuales se tenían oficializadas 37 MMBBls. Las reservas por oficializar se ubicaban en el orden de 235 MMBBls antes del inicio del Proyecto de Cuantificación a mediados del 2005. Para el año 2006 el proyecto logró ante el MENPET la oficialización de un total de 7,6 MMBBls en el área de Carabobo y en el año 2007 las reservas incorporadas están por el orden de 12,4 MMBBls en la misma área. Las reservas totales oficializadas para el área de Carabobo

son de 25,9 MMBBls entre lo originalmente aprobado y lo incorporado entre el 2006 y el 2007.

Adicionalmente, para acometer la cuantificación y certificación de las reservas, se dividió la Faja Petrolífera del Orinoco en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y éstas a su vez, en 28 bloques, de los cuales 16 bloques serán cuantificados en un esfuerzo compartido entre CVP y los profesionales de 18 empresas que suscribieron acuerdos de entendimiento con el Ejecutivo Nacional (ver tabla anexa). El resto de los bloques se cuantificarán con esfuerzo propio de CVP, INTEVEP y PDVSA Petróleo.

En la Faja Petrolífera del Orinoco, existe un volumen importante de Gas Originalmente en Sitio (GOES), que indica la posibilidad de autoabastecimiento en las futuras estrategias de explotación en dicha zona, ya que se visualiza la ejecución de grandes proyectos de inyección de vapor que requerirán sumas importantes de gas para la generación del mismo.

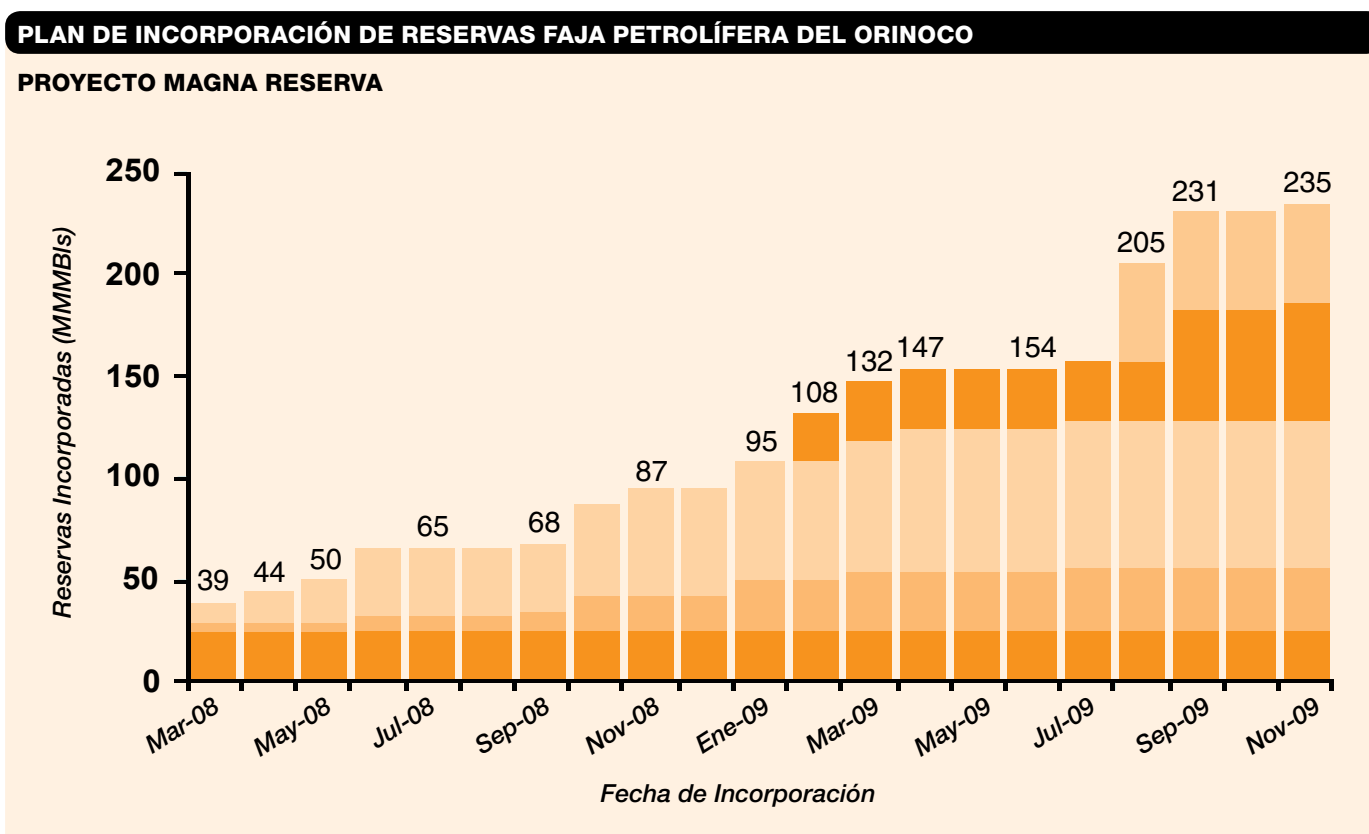
ACUERDOS DE CUANTIFICACIÓN DEL PROYECTO MAGNA RESERVA		
Área	País	Empresa
BOYACÁ	Cuba	Cupet
	Malasia	Petronas
	Portugal	Galp Energía
JUNÍN	Belarús	Belorusneft
	Vietnam	Petrovietnam
	Rusia	Lukoil
	China	Cnpc
	España	Repsol YPF
	China	Sinopec
	India	Ongc
AYACUCHO	Rusia	Gasprom
	Rusia	Tnk-Bp
	Ecuador	Petroecuador
	Chile	Enap
	Argentina	Ancap
	Uruguay	Enarsa
	Irán	Petropars
CARABOBO	Brasil	Petrobras

Seguidamente se presenta la información correspondiente a los pozos al 2007:

POZOS				
BLOQUE	Número de Pozos Planificados Total Proyecto	Número de Pozos Planificados 2007	Número de Pozos Perforados	Cumplimiento %
CARABOBO	14	6	6	100%
AYACUCHO	102	23	16	70%
JUNÍN	138	84	32	38%
BOYACÁ	92	51	1	2%

En cuanto a la sísmica, los trabajos se iniciaron en el 2007 con una planificación de 2.700 Km de sísmica 2D, lo cual fue completado en su totalidad.

En el gráfico siguiente se muestra el plan de incorporación del Proyecto Magna Reserva 2008-2009.



2 Gas



PDVSA Gas es una filial que participa en toda la cadena productiva de la industria del gas natural, asegurando el máximo aprovechamiento de este recurso para impulsar el desarrollo industrial y elevar la calidad de vida del pueblo venezolano.

El gas natural rico es obtenido de la producción propia en las áreas operacionales de Anaco y San Tomé, así como de las compras a la División Exploración y Producción de PDVSA Petróleo, S.A. y a las Empresas Mixtas. Una vez

procesado el gas natural en las plantas, se obtienen tres productos: el gas metano, el etano y los líquidos del gas natural (LGN).

El metano es vendido a los mercados doméstico, comercial e industrial, y dentro de éste a los sectores: siderúrgico, petroquímico, aluminio, cemento, eléctrico, petrolero y otros. El etano es vendido al Complejo Petroquímico El Tablazo. En cuanto a los líquidos del gas natural, los mismos se comercializan en los sectores: petroquímico, industrial, doméstico, petrolero y de exportación.



En cuanto a las actividades de producción de gas y crudo, PDVSA Gas tiene 34 campos bajo explotación en el área de Anaco y 22 en San Tomé para un total de 56 campos, 710 pozos, 49 plantas compresoras y 17 taladros en operación.

Asimismo, para las operaciones de extracción y procesamiento de los líquidos del gas natural, cuenta en el área de oriente, con las plantas de extracción Jusepín, San Joaquín, Santa Bárbara, Refrigeración San Joaquín y ACCRO

III, Santa Bárbara y ACCRO IV, San Joaquín y la planta de fraccionamiento Jose. En el área de occidente, se disponen de las plantas de extracción: El Tablazo I / II, Tía Juana I / II, Lama Proceso, Lamar Líquido y GLP-5, cuyas instalaciones son operadas por Exploración y Producción de PDVSA Petróleo y las plantas de fraccionamiento Bajo Grande y Ulé, con una capacidad de procesamiento de 4.895 MMP-CD y 282 MBD de fraccionamiento. También se dispone de 381 Km de poliductos.

Para la transmisión y distribución del gas metano, se opera una red de gasoductos integrada por 4.267 Km de tuberías de diferentes diámetros, siendo los principales sistemas Anaco – Barquisimeto; Anaco – Jose / Anaco - Puerto La Cruz; Anaco – Puerto Ordaz; Ulé – Amuay; Costa – Oeste y Gasoducto Transoceánico. Con estas instalaciones se atiende una Cartera de 1.260 clientes industriales a nivel nacional y 220.219 clientes domésticos y comerciales en el área metropolitana de Caracas.

Resultados Operacionales

Producción de Gas y Crudo

La producción promedio de gas natural fue de 1.512,9 MMPCD, lo que representa un ligero descenso de 4% con respecto al año 2006, entre otras cosas a consecuencia de la disminución en los requerimientos de gas metano en el mercado interno y paradas no programadas en el Sistema de Inyección de Gas en el norte del estado Monagas.

La producción promedio de crudo asociado al gas ascendió a 46,9 MBD, registrando un crecimiento de 43% con relación al año 2006, a consecuencia de la incorporación en una primera etapa de 22 de los 58 campos de gas en San Tomé, asignados por el MENPET a PDVSA Gas. Se tiene previsto completar en el año 2008 la transferencia de los campos restantes de San Tomé.

En lo que se refiere a las actividades de perforación, reacondicionamiento y completación

(RA/RC) de pozos, se trabajaron un total de 122 pozos, de los cuales 58 pozos corresponden a la actividad de perforación y 64 pozos a las actividades de RA/RC. De este modo, se logra para finales de 2007 un potencial en la producción de gas de 2.380,7 MMPCD, lo cual representa un incremento aproximado del 5% en relación al año 2006. El potencial de producción de crudo se ubicó en 66,7 MBD.

Producción de Líquidos del Gas Natural (LGN)

La producción de Líquidos del Gas Natural (LGN) alcanzó un volumen de 171,9 MBD, con un ligero descenso respecto al año 2006.

Ventas de Líquidos del Gas Natural (LGN)

Las Ventas de Líquidos del Gas Natural (LGN) se ubicaron en 176,9 MBD, de los cuales 109,8 MBD (62%) se destinaron al mercado local y 67,1 (38%) al mercado de exportación. Destaca el aporte al sector petroquímico con 42,2 MBD, lo que representa el 24% del total de las ventas. Este nivel de ventas fue similar al del año 2006.

Es de resaltar que a lo largo del período se ha producido y entregado de manera consistente, sin interrupciones, el volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP) requerido por los sectores doméstico y comercial del mercado interno, este volumen alcanzó la cifra de 36,4 MBD, lo que representa el 21% de las ventas, siendo además superior en 3% al volumen suministrado en el año 2006.

Adicionalmente, se tomaron las acciones a los fines de mitigar la situación de déficit de suministro de GLP a las comunidades, por parte de los distribuidores privados. Entre estas acciones se destacan:

- Entrega de cilindros de GLP a los distribuidores en comodato, con la finalidad de minimizar el desabastecimiento causado por deterioro y falta de mantenimiento de éstos.

- Apoyo financiero a las empresas distribuidoras de GLP basado en la modificación de la actual política de cobranza. Con la nueva política se establece financiamiento durante el período mayo-diciembre y con esquema de cobro a partir de la facturación de enero 2008. Acción que contribuye al flujo de caja de estas empresas para que puedan cumplir compromisos laborales y de mantenimiento, propios de sus actividades.



En cuanto a las exportaciones de Líquidos del Gas Natural, éstas registraron una disminución de 6%, debido a mayores entregas de GLP al mercado interno y menor disponibilidad de productos por disminución de la producción. Estas exportaciones se distribuyeron de la siguiente manera: el propano y el butano se dirigieron fundamentalmente a Centro América, el Caribe y Suramérica, mientras que la gasolina natural se exportó principalmente a Norte América. La tendencia es incrementar la presencia en el Caribe como parte de la política internacional del Estado, que se instrumenta a través de PETROCARIBE.

Ventas de Gas Metano

A los efectos de satisfacer los requerimientos de gas metano del mercado interno, así como los consumos del sector petrolero, este año se entregaron al sistema de ventas 2.209,2 MMP-CD de gas metano. Este volumen muestra una variación de 80,8 MMP-CD por debajo de los volúmenes transportados en el año 2006, motivado a menores consumos en los sectores siderúrgico, petroquímico y refinador.

Gasificación de Ciudades

Referente al Proyecto Gasificación de Ciudades, cabe mencionar que durante el año 2007 se gasificaron un total de 57 comunidades pertenecientes a los Estados: Monagas, Yaracuy, Aragua, Falcón, Miranda, Anzoátegui, Lara, Carabobo y Distrito Capital, siendo el estado con mayor número de comunidades favorecidas Yaracuy, con 15 comunidades. Se instalaron 335 kilómetros de tuberías de redes y 265,54 kilómetros de tuberías de líneas internas para beneficiar a 10.210 familias, de las cuales 4.740 tienen gas directo y 5.740 cuentan con la instalación y están a la espera del servicio. El número de empleos directos e indirectos generados en el año fue de 2.163 y 6.489 respectivamente; adicionalmente, continuando con el desarrollo de las políticas de inclusión social en el área laboral, se contrataron 24 cooperativas adscritas al programa de EPS de PDVSA, de las cuales 23 se encargaron de la instalación de las líneas internas y 1 para la instalación de redes.

Otros logros

El 2007 fue un año estratégico para PDVSA Gas, con la asignación del Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho y de 58 campos de San Tomé, la puesta en marcha del Tramo Antonio Ricaurte del Gasoducto Colombo – Venezolano, apalancamiento de los negocios internacionales, tal es el caso de los convenios bilaterales con Bielorrusia, Rusia, Argentina, Portugal, Cuba y Egipto, así como, el reforzamiento de la infraestructura con la conclusión de la fase de ingeniería del 90% de los proyectos del Porta-

folio del Plan Siembra Petrolera. Se cumplieron con las metas volumétricas y presupuestarias establecidas para este año y se iniciaron grandes construcciones como el Centro Operativo de San Joaquín, evidenciado en el lanzamiento del Plan Socialista Revolución del Gas, por el ciudadano Presidente de la República, Hugo Chávez, en el Aló Presidente No. 294 en el estado Anzoátegui.

Resalta también la adquisición de las Empresas TROPIGAS y VENGAS para la conformación de la empresa PDVSA GAS COMUNAL como filial de PDVSA, creada con el fin de suministrar el GLP en forma segura y oportuna a las comunidades, atendiendo aproximadamente el 80% del mercado interno.



3 Refinación



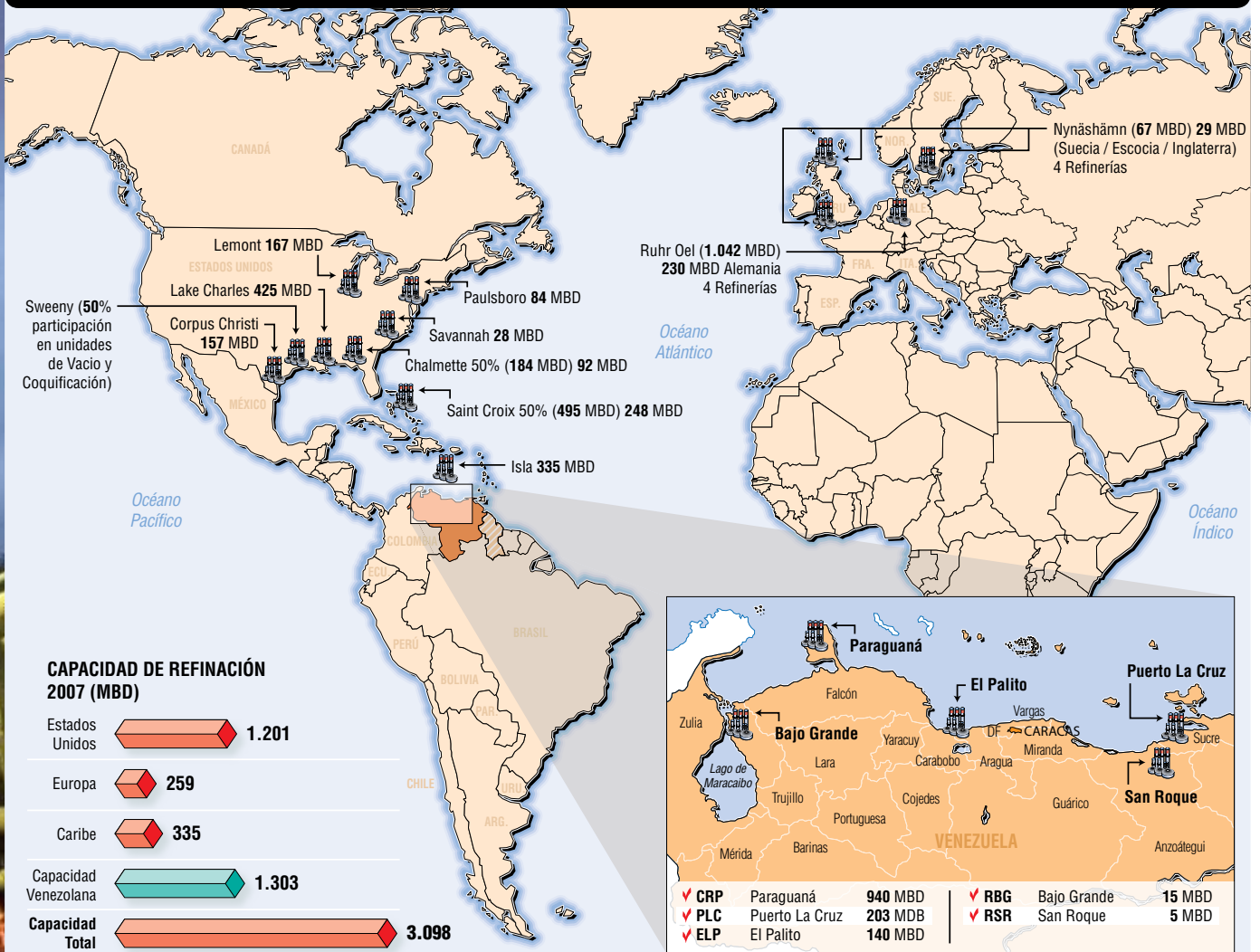
La estrategia aguas abajo de PDVSA está orientada hacia la expansión y mejoramiento de sus operaciones de refinación tanto en Venezuela, el Caribe, Centroamérica y Suramérica, y el mantenimiento de las refinерías en Estados Unidos y Europa, lo cual permite incrementar la manufactura de productos refinados de alto valor comercial. PDVSA ha venido invirtiendo en su sistema de refinación nacional e internacional con el objetivo de aumentar su capacidad y complejidad, así como adecuar sus instalaciones, para cumplir con las mejoras de calidad de combustibles a nivel mundial. Ejemplo de esto es el aumento de la capacidad de conversión profunda de sus refinерías en Venezuela, lo cual le ha permitido mejorar el rendimiento de productos de alto valor y en conse-

cuencia, fortalecer su portafolio de productos a exportación. Pruebas de ello, son el aumento del rendimiento en gasolinas y destilados de 35% en el año de 1976, a 65% en el año 2007, y la disminución de la producción de residuales de 60% a 13%, durante el mismo período.

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 3.098 MBD para el 31 de diciembre de 2007. El siguiente diagrama presenta un resumen de las operaciones de refinación de PDVSA en el año 2007.

SISTEMA DE REFINACIÓN DE PDVSA



CAPACIDAD DE REFINACIÓN Y PARTICIPACIÓN DE PDVSA
Al 31 de diciembre de 2007
CAPACIDAD DE REFINACIÓN

Ubicación	Propietario	Participación PDVSA (%)	Capacidad Nominal (MBD)	Participación Neta PDVSA (MBD)
VENEZUELA				
CRP, Falcón	PDVSA	100	940	940
Puerto La Cruz, Anzoátegui	PDVSA	100	203	203
El Palito, Carabobo	PDVSA	100	140	140
Bajo Grande, Zulia	PDVSA	100	15	15
San Roque, Anzoátegui	PDVSA	100	5	5
TOTAL VENEZUELA			1.303	1.303
ANTILLAS HOLANDEAS (CURAZAO)				
Isla (1)	PDVSA	100	335	335
ESTADOS UNIDOS				
Lake Charles, Louisiana	CITGO	100	425	425
Corpus Christi, Texas	CITGO	100	157	157
Lemont, Illinois	CITGO	100	167	167
Paulsboro, New Jersey	CITGO	100	84	84
Savannah, Georgia	CITGO	100	28	28
Chalmette, Louisiana	Chalmette (2)	50	184	92
Saint Croix, U.S. Virgin Islands	Hovensa (3)	50	495	248
TOTAL ESTADOS UNIDOS			1.540	1.201
EUROPA				
Gelsenkirchen, Alemania	Ruhr (4)	50	230	115
Schwedt, Alemania	Ruhr (4)	19	240	45
Neustadt, Alemania	Ruhr (4)	13	260	33
Karlsruhe, Alemania	Ruhr (4)	12	312	37
Nynäshamn, Suiza	Nynäs (5)	50	29	15
Göthenburg, Suiza	Nynäs (5)	50	11	5
Dundee, Escocia	Nynäs (5)	50	9	4
Eastham, Inglaterra	Nynäs (5)	25	18	5
TOTAL EUROPA			1.109	259
TOTAL MUNDIAL			4.287	3.098

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

(2) Una empresa mixta con ExxonMobil.

(3) Una empresa mixta con Hess.

(4) Una empresa mixta con Deutsche BP.

(5) Una empresa mixta con Neste Oil.

A continuación se presenta el resumen de la gestión del negocio de refinación durante el año 2007.

▮ Refinación Nacional

El volumen de crudo procesado en el Sistema de Refinación Nacional incluyendo Refinería Isla (209 MBD), fue de 1.213 MBD. Adicionalmente se procesaron 119 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas.

Con ese nivel de crudos e insumos procesados, se obtuvieron 1.332 MBD de productos, de los cuales 400 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 97 MBD a jet, 317 MBD a destilados, 283 MBD a residuales, 50 MBD a crudo desalado y 185 MBD a otros productos, entre los que se incluyen lubricantes, asfaltos, consumo propio y especialidades. Estos volúmenes han permitido abastecer el mercado nacional, así como exportar 673 MBD.

El margen bruto de refinación durante el 2007 fue de 4,81 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 2,51 US\$/BI de crudo más insumos procesados. El margen neto resultante fue de 2,30 US\$/BI de crudo más insumos procesados.

▣ Refinación Internacional

PDVSA, a través de sus negocios internacionales (excluyendo la Refinería Isla), logró procesar un volumen total de crudo de 1.308 MBD (569 MBD suministrados por PDVSA) y 161 MBD de insumos destinados a procesos y mezclas. El volumen de productos fue de 1.469 MBD, de los cuales 524 MBD corresponden a gasolinas y naftas, 477 MBD a destilados, 67 MBD a residuales y 401 MBD a otros productos, entre los que se incluyen lubricantes, asfaltos, petroquímicos, consumo propio y especialidades.

Norteamérica

A través de CITGO, filial totalmente de PDV América (esta última filial de PDV Holding), 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. Las ope-

raciones de refinación para producción de asfalto se llevan a cabo en las refinerías Paulsboro, en New Jersey, y Savannah, en Georgia.

El suplidor más grande de crudo que tiene CITGO es PDVSA. CITGO ha establecido acuerdos de suministro de crudo a largo plazo con PDVSA en lo concerniente a los requerimientos de crudo de sus refinerías Lake Charles, Corpus Christi, Paulsboro y Savannah. Estos acuerdos establecen que PDVSA debe suministrar a CITGO ciertos volúmenes mínimos de crudo y otras materias primas, generalmente por un período de tiempo entre 20 y 25 años.

La refinería de Lake Charles es capaz de procesar grandes cantidades de crudo pesado y de transformarlos en una variedad de productos refinados, incluyendo cantidades significativas de gasolina sin plomo de alto octanaje y gasolina reformulada. Durante el año 2004 la capacidad de refinación era de 320 MBD. En febrero de 2005, se completó un proyecto para aumentar la capacidad de destilación de crudo en 105 MBD, convirtiendo a esta refinería en la cuarta más grande en los EE.UU. con una capacidad total de refinación de 425 MBD. Los productos petroquímicos más importantes de la refinería de Lake Charles son propileno, benceno y mezcla de xilenos. Sus productos industriales incluyen azufre, combustibles residuales y coque de petróleo. Esta refinería posee uno de los más altos niveles de capacidad para producción de productos de alto valor agregado en los Estados Unidos, con una capacidad de flujo múltiple que le permite continuar operando aún cuando una o más unidades se encuentren fuera de operación. Esta refinería tiene un índice de Complejidad de Proceso Solomon de 18,2 (comparado con un promedio de 14,0 para las refinerías de los EE.UU. según la encuesta más reciente disponible de Solomon Associates, Inc.). El índice de Complejidad de Proceso Solomon es una medida industrial que cuantifica la capacidad de la refinería para elaborar productos de alto valor.



La Refinería Corpus Christi de CITGO, en Texas, tiene una capacidad de 157 MBD y una tecnología de procesamiento que le permite producir gasolina de grados que superan a la mayoría de sus competidores en los EE.UU. y reducir los niveles de azufre en los productos refinados de petróleo. Esta refinería tiene un índice de Complejidad de Proceso Salomón de 16,5. Los productos petroquímicos principales de la refinería de Corpus Christi incluyen cumeno, ciclohexano y aromáticos (incluyendo benceno, tolueno y xileno).

La Refinería Lemont transforma crudo pesado en una amplia gama de productos refinados. Tiene una capacidad de refinación de 167 MBD y un Índice de Complejidad de Proceso Solomon de 11,7. Incluye una instalación de conversión profunda de alta flexibilidad que produce principalmente, gasolina, diesel, combustible para aviones y petroquímicos.

Las Refinerías Paulsboro, en New Jersey y Savannah, en Georgia, son especializadas en producción de asfalto; también cuentan con instalaciones para procesar crudo liviano de

bajo contenido de azufre, si las condiciones son favorables.

El 16 de agosto del año 2006, CITGO vendió el 41,25% de su participación en LYONDELL-CITGO siendo efectiva la operación el 31 de julio del año 2006. Actualmente, PDVSA y Lyondell poseen un nuevo acuerdo de suministro de crudo con un término inicial de agosto 2006 a julio 2011.

Durante el año 2007, las inversiones realizadas por CITGO en gran medida estuvieron dirigidas a cumplir con las nuevas regulaciones ambientales. En este sentido, se inició la fase de diseño básico de programas de Diesel Ultra Bajo Azufre en las refinerías de Corpus Christi y Lemont, mientras que en la refinería de Lake Charles se encuentra en fase de construcción los Sistemas de Reducción de NOx.

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 una refinería localizada en Chalmette, Louisiana. La Refinería Chalmette procesa crudo extrapesado mejorado producido por la empresa mixta Cerro Negro. 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 2007, las inversiones realizadas fueron con el propósito de poner al día la refinería para cumplir con las regulaciones ambientales actuales. Esto incluye el programa de Bajo Contenido de Azufre para producir Diesel de Azufre Ultra Bajo, (programado a comenzar para abril de 2008) y Gasolina de Bajo Contenido de Azufre (actualmente en operación). La refinería fue afectada en el 2005 por el huracán Katrina y su recuperación fue excepcional (sólo 2 meses y medio de pérdida de utilización). Durante el año 2007, se alcanzaron varias metas en cuanto al área ambiental, destacándose un mejor rendimiento en el proyecto de manejo de Gas, permisos para la disposición del agua y cierre seguro de las antiguas lagunas de tratamiento de agua.



PDV Holding y ConocoPhillips poseen una unidad de destilación de crudo al vacío de 110 MBD y una unidad de coquificación retardada de 58 MBD, integradas dentro de una refinería existente propiedad de ConocoPhillips en Sweeny, Texas. En esta instalación, cada socio 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. Los ingresos de la Empresa Mixta Sweeny consisten de 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. Un aspecto destacado de este negocio durante el año 2007, está constituido por las ganancias de la venta de coque, las cuales han sido mayores a las presupuestadas para el año debido a los altos precios de venta en el mercado Norteamericano.

PDVSA posee 50% de la Refinería Hovensa L.L.C en las Islas Vírgenes de los EE.UU. que era anteriormente propiedad de Hess Oil Virgin Islands Corporation, con una capacidad actual de refinación de aproximadamente 495 MBD. La empresa mixta ha firmado contratos de suministro a largo plazo con PDVSA por hasta 60% de sus requerimientos de crudo. Durante 2002, Hovensa completó la construcción de una unidad de coquificación retardada e instalaciones relacionadas que había estado construyendo a propósito de la formación de la Empresa Mixta. Hovensa también ha estado invirtiendo en un Programa de Bajo Contenido de Azufre para cumplir con las regulaciones ambientales existentes. Este programa incluye una unidad de Diesel de contenido de Azufre Ultra Bajo (actualmente en operación) y Gasolina de Contenido de Azufre Bajo, el cual se espera esté iniciando operaciones en Enero de 2008. También en proyectos mayores, se espera en el año 2008 la culminación de los Proyectos Expansión de la Turbina GT-13 a finales del mes de marzo y Tratamiento de Aguas II a mediados del mes de junio.

Europa

A través de Rühr Oel GmbH (ROG), una empresa mixta propiedad 50% de PDVSA y 50% de Deutsche BP, se tiene una participación patrimonial en cuatro refinerías en Alemania (Gelsenkirchen, Neustadt, Karlsruhe y Schwedt), cuyas capacidades de refinación de crudo al 31 de diciembre de 2007, eran de 230 MBD, 260 MBD, 312 MBD y 240 MBD, respectivamente. ROG también posee dos complejos petroquímicos (Gelsenkirchen and Münchmünster.) 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 y metanol. El complejo Münchmünster, integrado con la refinería cercana de Bayernoil (Neustadt), produce principalmente olefinas. Los complejos petroquímicos de ROG tienen una capacidad de producción promedio de aproximadamente 3,8 millones de toneladas métricas (MMTM) de olefinas por año, productos aromáticos, metanol, amoníaco y varios otros productos petroquímicos. Durante el año 2007, se reportó gran avance en el proyecto de adecuación ISAR de la refinería de Bayernoil (Neustadt), el cual se espera este operativo a finales de junio de 2008. Asimismo, para cumplir con las regulaciones ambientales exigidas por la Comunidad Europea, las refinerías de ROG están realizando considerables inversiones en esta área, destacándose en el 2007 la completación de la adecuación de la Unidad de Separación de Reformado de la refinería de Gelsenkirchen, la reconstrucción del Sistema de Recobro de Azufre en el sitio de Horst y el incremento de capacidad en recobro de azufre y reconstrucción de unidades de tratamiento de gas en el sitio de Sholven.

A través de AB Nynäs Petroleum, empresa mixta propiedad en 50,001 % de PDV Europa y 49,999% de Neste Oil, se tiene una participación en tres refinerías especializadas: Nynäshamn y Gothenburg, en Suecia, y Dundee en Escocia. La capacidad de refinación de éstas para el 31 de diciembre de 2007 era de 29 MBD, 11 MBD y 9 MBD respectivamente. Las



refinerías Nynäs están diseñadas especialmente para procesar crudo pesado ácido. PDVSA a través de Nynäs también posee 25% de participación en una refinería en Eastham, Inglaterra, especializada en la producción de asfalto, que tiene una capacidad de refinación de 18 MBD.

La Refinería Nynäs en Nynäshamn produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas. Y en Dundee, Gothenberg y Eastham son especializadas en producción de asfalto. Nynäs compra crudo de PDVSA y produce asfalto y aceites especiales de bases nafténicas. Es importante destacar que las proporciones de componentes nafténicos, parafínicos y aromáticos del crudo pesado ácido venezolano, lo convierte en una materia prima particularmente apropiada para ambos productos. Los productos de asfalto se utilizan para la construcción de carreteras y en varios propósitos industriales. Por su parte, los aceites especiales de bases nafténicas se utilizan, principalmente, en

transformadores eléctricos, como aceites para procesos mecánicos y en industrias de goma y tintas para impresión. Aspectos resaltantes para Nynäs durante el año 2007 fueron la firma de un nuevo convenio de suministro de crudo con PDVSA, la firma de un nuevo convenio de suministro de insumos con la refinería Lyondell en Houston y la obtención de muy buenos márgenes en el negocio de nafténicos.

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

Detallando capacidad de refinación en (MBD), aportes de crudo de producción propia y de terceros, compra de insumos y tasa de producción.

	2007		2006		2005	
Capacidad Total de Refinación	4.287		4.287		4.552	
Participación Neta de PDVSA	3.098		3.098		3.207	
ALIMENTACIÓN A REFINACIÓN (1)						
Crudo - Suministrado por PDVSA (2)						
Liviano	446	16%	466	16%	456	16%
Mediano	858	31%	607	21%	595	21%
Pesado	478	17%	776	27%	782	27%
Subtotal	1.782	64%	1.849	64%	1.833	64%
Crudo - Suministrado por Terceros						
Liviano	387	14%	449	15%	396	14%
Mediano	116	4%	108	4%	151	5%
Pesado	236	8%	242	8%	230	8%
Subtotal	739	26%	798	28%	777	27%
Otros Insumos						
Suministrados por PDVSA	182	6%	164	6%	155	5%
Suministrados por Terceros	98	3%	88	3%	84	3%
Subtotal	280	10%	253	9%	239	8%
Alimentación Total a Refinación (3)						
Suministrado por PDVSA	1.964	70%	2.013	69%	1.988	70%
Suministrados por Terceros	837	30%	887	31%	860	30%
ALIMENTACIÓN TOTAL A REFINACIÓN	2.801	100%	2.900	100%	2.848	100%
Factor de Utilización (4)	81%		85%		82%	
Productos Obtenidos (5)						
Gasolinas/Naftas	937	33%	960	33%	955	34%
Destilados	892	32%	985	34%	934	33%
Residual de bajo Azufre	75	3%	69	2%	62	2%
Residual de alto Azufre	274	10%	246	8%	247	9%
Asfalto/Coque	130	5%	132	5%	118	4%
Lubricantes	13	0%	18	1%	17	1%
Petroquímicos	107	4%	87	3%	85	3%
Otros	434	15%	449	15%	497	17%
Total Producido	2.862	102%	2.947	102%	2.916	102%
Ganancias/pérdidas	-61	-2%	-47	-2%	-68	-2%
TOTAL PRODUCIDO	2.801	100%	2.900	100%	2.848	100%

(1) El crudo producido por PDVSA aportó 70%, 69% y 70% de los requerimientos totales de crudo e insumos de las refinadoras en las que posee participación para los años 2007, 2006 y 2005, respectivamente.

(2) Incluye suministros de entidades que no están sujetas a nuestro control.

(3) Contabiliza la participación de PDVSA en crudo y otros insumos.

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

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

Nuevos Proyectos de Refinación

La estrategia de refinación enmarcada dentro del Plan Siembra Petrolera, como ya se indicó, se enfoca en la expansión de la capacidad y en el mejoramiento de la eficiencia de las operaciones aguas abajo. Las reservas de crudo de Venezuela están constituidas mayormente por crudos pesados y extrapesados (aprox. 69% de las reservas probadas), por lo que el Plan Siembra Petrolera de Refinación está orientado a incrementar la capacidad de procesamiento de estos crudos, mediante la implementación de los siguientes proyectos en Venezuela:

- Mejoradores de Crudos Extra Pesados de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), en trenes de 200 MBD.
- Refinería Cabruta = 400 MBD, dos fases de 200 MBD c/u.
- Refinería Batalla de Santa Inés = 50 MBD.
- Refinería Zulia = 200 MBD (en previsualización).
- Refinería Caripito = 50 MBD, en proceso de desarrollo de los estudios sobre oportunidades de mercado del producto (asfalto).

- Adecuación de plantas existentes (Centro de Refinación Paraguaná, Refinería Puerto La Cruz y Refinería El Palito), lo cual, modificará el patrón de refinación actual logrando incrementar el procesamiento de crudos pesados venezolanos.

En las refinerías ubicadas en los EE.UU., Europa y el Caribe se realizarán inversiones con el fin de cumplir con los estándares de calidad estipulados por esos mercados. En adición, se invertirá en la expansión de las refinerías de Kingston-Jamaica (de 36 a 50 MBD) y Cienfuegos-Cuba (de 65 a 150 MBD). Igualmente se adelanta la ingeniería de una nueva refinería con Petrobrás en el nordeste de Brasil, para una capacidad de 200 MBD y se han iniciado los estudios para nuevas refinerías en Manabí, Ecuador (300 MBD), El Supremo Sueño de Bolívar en Nicaragua (150 MBD, en dos etapas de 75 MBD cada una), Caribe Oriental en Dominica (10 MBD), Belice (10 MBD), China (tres refinerías de 400 MBD, 200 MBD y 200 MBD, respectivamente), Siria (140 MBD) y Vietnam (200 MBD).



4 Comercio y Suministro

a Exportaciones

La gestión de Comercio y Suministro se desarrolló durante el año 2007 en el contexto de un mercado mundial de crudos caracterizado por altos márgenes de refinación, continuación de los problemas de producción en Nigeria, una oferta de crudos que no crece al mismo ritmo de la demanda y la percepción de que la economía de los Estados Unidos comienza a deteriorarse pudiendo afectar la economía mundial.

En este entorno se continuó 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 (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.

Las exportaciones de la nación de crudos y productos al mercado en el año 2007, alcanzaron 2.789 MBD, lo que representa una disminución de 186 MBD con respecto al año 2006 (2.975 MBD) debido fundamentalmente a una menor producción de crudos. De este total, las exportaciones de crudo, fueron de 2.116 MBD y 673 MBD de productos refinados en Venezuela y líquidos del gas natural (LGN).



EXPORTACIÓN NACIÓN

(MBD)

	2007	2006 (1)	2005	2004	2003
TOTAL (PETRÓLEO Y PRODUCTOS)	2.789	2.975	3.023	2.839	2.518
Empresas Filiales	2.496	2.615	2.612	2.527	2.275
PDVSA Petróleo	2.390	2.482	2.454	2.407	2.125
PDVSA Gas	67	74	56	49	51
Bitor	26	43	86	53	89
Commerchamp	13	16	16	18	10
Terceros en la Faja	293	360	411	312	243
PETRÓLEO	2.116	2.210	2.206	2.135	2.016
Empresas Filiales	1.874	1.917	1.876	1.867	1.773
PDVSA Petróleo	1.874	1.917	1.876	1.814	1.684
Liviano	567	634	689	624	657
Mediano	290	255	248	298	299
Pesado y extrapesado	1.017	1.028	939	892	728
Bitor (2)	-	-	-	53	89
Terceros en la Faja	242	293	330	268	243
PRODUCTOS (REFINADOS Y ORIMULSIÓN®) (2)	673	765	817	704	502
Empresas Filiales	622	698	736	660	502
PDVSA Petróleo	516	565	578	593	441
Gasolinas y naftas	80	95	87	103	108
Destilados	133	140	162	178	110
Combustible residual ("fuel oil")	160	174	189	174	124
Asfalto	10	16	20	20	10
Kerosen/Turbocombustibles/Jet	59	58	60	61	57
Otros	74	82	60	57	32
PDVSA Gas	67	74	56	49	51
Bitor	26	43	86	-	-
Orimulsión ® (2)	-	25	86	-	-
Combustible residual ("fuel oil")	26	18	-	-	-
Commerchamp	13	16	16	18	10
Combustible residual ("fuel oil")	4	8	8	11	5
Kerosen/Turbocombustibles/Jet	9	8	8	7	5
Terceros en la Faja (coque, azufre)	51	67	81	44	0

(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 2003 y 2004 se incluía en crudos, a partir del año 2005 se incluyó en los productos.

En cuanto a los destinos de las exportaciones totales de petróleo en el 2007 1.461 MBD (69%) fue exportado a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix en el Caribe); 316 MBD (15%) al Caribe; 16 MBD (1%) a Centroamérica; 24 MBD (1%) a Suramérica; 176 MBD (8%) a Europa; 112 MBD (5%) a Asia, 9 MBD (0,4%) a África y 2 MBD de exportaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Del total de productos refinados y líquidos del gas natural generados en Venezuela aproximadamente 673 MBD (53%) fueron exportados. De éstos, 230 MBD (34%) se vendieron a los países de Norteamérica (incluyendo a la isla estadounidense de Saint Croix en el Caribe); 169 MBD (25%) al Caribe; 17 MBD a Centroamérica (3%); 50 MBD (7%) a Suramérica, 97 MBD (14%) a Europa, 87 MBD (13%) a Asia; 8 MBD (1 %) a África y 15 MBD (2 %) a localidades no registradas por tratarse principalmente de naves en tránsito.

A continuación se muestra la tabla de exportaciones por destino efectuados al 31 de diciembre 2007 y 2006 de petróleo y productos:

EXPORTACIÓN POR DESTINO						
(MBD)	PETRÓLEO (3)		PRODUCTOS		TOTAL	
DESTINO	2007	2006	2007	2006	2007	2006
TOTAL (1)	2.116	2.210	673	765	2.789	2.975
Norteamérica	1.461	1.449	230	255	1.691	1.704
E.U.A. Continental	1.145	1.158	218	242	1.363	1.400
E.U.A.: Saint Croix (2)	295	280	1	2	296	282
Canadá	21	11	8	8	29	19
México	--	--	3	3	3	3
Caribe Insular	316	363	169	152	485	515
Curazao	201	226	8	15	209	241
Caribe Insular 2	115	137	161	137	276	274
Aruba	20	29	1	--	21	29
Bahamas	1	4	90	64	91	68
Bonaire	2	9	--	--	2	9
Cuba	45	41	42	38	87	79
Jamaica	22	19	3	4	25	23
Puerto Rico	--	--	7	1	7	1
República Dominicana	12	15	16	28	28	43
San Eustaquio	--	2	2	2	2	4
St. Lucía	5	7	--	--	5	7
Trinidad	8	11	--	--	8	11
Centroamérica	16	22	17	14	33	36
Costa Rica	13	13	9	8	22	21
El Salvador	2	4	1	1	3	5
Guatemala	--	--	2	--	2	--
Honduras	--	--	3	2	3	2
Nicaragua	1	5	--	--	1	5
Panamá	--	--	2	3	2	3
Sudamérica	24	42	50	38	74	80
Argentina	--	--	--	1	--	1
Bolivia	--	--	2	2	2	2
Brasil	--	--	13	20	13	20
Chile	--	--	2	3	2	3
Colombia	--	--	1	2	1	2
Ecuador	--	--	30 (*)	8	30(*)	8
Paraguay	--	--	1	1	1	1
Perú	1	13	1	1	2	14
Suriname	--	--	--	--	--	--
Uruguay	23	29	--	--	23	29

EXPORTACIÓN POR DESTINO

(MBD)

DESTINO	PETRÓLEO (3)		PRODUCTOS		TOTAL	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Europa	176	230	97	114	273	344
Alemania	27	20	--	--	27	20
Bélgica	15	16	--	2	15	18
Bulgaria	--	--	3	2	3	2
Croacia	--	--	2	3	2	3
España	41	78	20	29	61	107
Francia	2	12	11	18	13	30
Grecia	--	--	10	9	10	9
Holanda	27	31	10	17	37	48
Italia	16	9	18	13	34	22
Malta	--	--	--	1	--	1
Portugal	--	11	1	1	1	12
Reino Unido	26	36	20	18	46	54
Suecia	20	15	--	--	20	15
Otros	2	2	2	1	4	3
Asia	112	93	87	137	199	230
China	85	46	10	51	95	97
India	22	44	--	1	22	45
Japón	5	--	--	--	5	--
Líbano	--	--	--	1	--	1
Malasia	--	1	--	1	--	2
Singapur	--	2	52	70	52	72
Turquía	--	--	25	13	25	13
África	9	11	8	11	17	22
Angola	--	--	--	1	--	1
Costa de Marfil	9	11	--	--	9	11
Marruecos	--	--	7	7	7	7
Nigeria	--	--	--	1	--	1
Senegal	--	--	--	1	--	1
Túnez	--	--	1	1	1	1
Otros (4)	2	--	15	44	17	44
Faja	2	--	2	27	4	27
Commerchamp	--	--	13	17	13	17

(1) Se incluye Pdvsa Petróleo, empresas de la Faja, Bitor y LGN de PDVSA Gas

(2) Las exportaciones a la isla caribeña estadounidense Saint

Croix se incluyen en Norteamérica y no en el Caribe

(3) Petróleo: Incluye petróleo crudo y petróleo mejorado

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

El nivel de las exportaciones de Commercamp, filial de PDVSA dedicada a la venta de combustibles a las naves en tránsito en puertos y aeropuertos internacionales del país, fue de 4,2 MBD de combustible residual para barcos y 8,3 MBD de combustible para motores a reacción de aeronaves, totalizando 12,5 MBD.

En materia de comercialización internacional de productos al detal, a cargo de Commercit, esta empresa logró exportar 618 mil galones a través de las filiales internacionales PDV Ecuador, PDV Brasil y PDV Guatemala; ésta última para el mercado de ese país, de El Salvador y de Belice.

La comercialización internacional deja en 2007 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, operada por PDVSA en Curazao, y transacciones de compra-venta en el exterior, realizadas en pequeña cantidad para satisfacer acuerdos internacionales.

Tabla resumen de ventas de productos a nuevos mercados:

VENTA DE PRODUCTOS A NUEVOS MERCADOS

Expresado en MBD

Destino	2007	2006	Variación
Caribe Insular	195	173	13%
Centroamérica	27	14	90%
Suramérica	82	63	29%
Asia	209	183	14%

La visión particular hacia el mercado asiático enmarcada en la estrategia de diversificación de mercados, resultó en un aumento del comercio de productos a 209 MBD, y si incluimos las ventas de crudo, a un total de 324 MBD en comparación con 287 en el año anterior.

También se puede apreciar en las cifras de la tabla anterior, la implementación de la estrategia de la integración energética fortalecida dentro del marco de los acuerdos de cooperación energética, con la firma de nuevos contratos de suministro de crudos y productos: con Ecuador para el intercambio de crudo por productos; con Nicaragua para el suministro inicial de hasta 10 MBD. El 29 de abril, gracias al Acuerdo Energético del Alba, aumentaron las cuotas de Nicaragua de 10 a 27 MBD, Haití de 7 MBD a 14 MBD, y Bolivia de 200 MBD a 250 MBD.

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 merca-

dos hacia el hemisferio oriental y cumplimiento de todos los acuerdos internacionales.

▮ Mercado Interno

El suministro al mayor de productos derivados del petróleo a toda la geografía nacional está a cargo de la Organización de Comercialización y Distribución Venezuela de PDVSA Petróleo.



VENTAS AL MERCADO LOCAL

	2007	2006	2005	2004	2003
Líquidos (MBD)	564	548	506	485	432
Gas natural licuado (MBD)	82	83	78	69	58
Productos Refinados (MBD)	482	464	428	416	374
Gasolinas para automóviles	274	257	240	232	209
Gasóleos y destilados	137	133	121	115	98
Residual	41	45	40	42	45
Asfaltos	11	11	8	6	5
Kerosén y turbocombustibles	6	5	6	5	5
Otros (1)	6	7	7	7	5
Aceites, lubricantes y grasas	4	5	5	5	5
Naftas	2	1	1	2	1
Azufres y otros químicos	1	1	1	2	1
Gas natural (Mbpe)	512	431	392	354	302
Total líquidos y Gas natural (Mbpe)	1.076	979	898	839	734
Gas natural (MMPCD)	2.973	2.632	2.394	2.055	1.751
Precio					
Gas natural (\$/MPC)	0,77	0,54	0,54	0,55	0,61
Líquidos (\$/Bl)	7,29	7,07	6,97	7,44	6,61

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

Durante el año 2007 el consumo de gasolinas para automóviles aumentó en 17 MBD (6,7%) con respecto al año anterior; los demás productos conservan niveles de consumo semejantes a los de años anteriores. Un aspecto interesante que puede apreciarse en la tabla es el importante subsidio para el consumo local.

La gestión se caracterizó por satisfacer de manera consistente el mercado interno, y mejorar significativamente la confiabilidad operacional, fortalecer su red de distribución con miras al crecimiento de la demanda que acompaña al desarrollo nacional, respaldar ampliamente a pequeñas empresas y cooperativas a través de su contratación y adiestramiento, aumentar las operaciones fronterizas, ejecutar numerosas obras civiles para la sociedad y crear nuevos puestos de trabajo.

En cuanto a la confiabilidad del suministro, los niveles de inventario de productos blancos de consumo masivo se mantuvieron en un 95,5 % de la meta promedio nacional, de 65% de la

capacidad de almacenamiento. Se realizó el mantenimiento a numerosos tanques de almacenamiento (Bajo Grande, Guatire, El Guama-che, Maturín, Yagua), se alcanzó la certificación ISO 9000 en el Distrito Centro, y cero “no conformidades” en auditorías de mantenimiento al sistema de calidad del Distrito Occidente. Se dedicaron recursos cuidadosamente jerarquizados para incrementar la confiabilidad de los procesos medulares de recepción, almacenaje y despacho, actualizando para ello la instrumentación y control, e implantando tecnologías de punta para su alimentación con energía ininterrumpida para una administración de paradas de emergencia más eficiente así como para el aumento de la tasa de despacho y la protección de motores de bombeo. Se incorporó la Gerencia de Servicio Logístico en la estructura organizativa del Distrito Centro para apoyar al Plan Vial Nacional, al suministro a puertos y aeropuertos, y al desarrollo social, particularmente a través del fomento de las empresas de producción social (EPS.)

También con la finalidad de robustecer la confiabilidad del suministro al mercado local, PDVSA Petróleo ejecutó un plan extraordinario de mantenimiento de sus plantas de distribución a través de 389 contratos. Es importante destacar que este plan significó un importante estímulo para proveedores nacionales ya que del flujo de efectivo asociado de 37,67 millones de dólares menos del 1% se dedicó a empresas tradicionales, siendo prácticamente la totalidad de este plan ejecutado con empresas de producción social y pequeñas y medianas empresas.

Con miras a las operaciones del futuro que deberán satisfacer el sostenido crecimiento de la demanda, múltiples proyectos avanzaron. En lo que respecta a proyectos en etapas de diseño, se finalizó la ingeniería conceptual de la reubicación de la planta de distribución Catia La Mar, la visualización de la planta de distribución de Táchira, y el estudio preliminar del aumento de capacidad del polducto El Palito – Barquisimeto. Avances físicos se registraron en diversos proyectos mayores, de ellos los más relevantes son el de Suministro a Falcón y Zulia (Sufaz) que se encuentra en fase de fabricación de tuberías, y el de ampliación de la Red Sumandes sector Zulia (“SLZ”), en obras a un tercio de su culminación.

Gas Natural Vehicular (GNV)

Simultáneamente con la ampliación futura de distribución de combustibles tradicionales se trabajó en las bases para la sustitución masiva de la gasolina como combustible automotor por el “gas natural vehicular” (GNV), que es un combustible más limpio, menos costoso, y cuyo uso permitirá liberar cuantiosas cantidades de líquidos del mercado interno para la exportación. En esta dirección se dieron los primeros pasos para la construcción del parque industrial de fabricación de envases, compresores y surtidores, se adquirió un nutrido inventario de equipos de conversión provenientes de Argentina, se generaron 77 nuevos puntos de expendio y unos 400 vehículos fueron convertidos al uso dual de GNV y gasolina. El proceso

experimentó dilación por factores exógenos y nacionales: por un lado, la gestión de procura para disponer de 100 mil equipos de conversión para el año 2007 no fue todo lo efectiva que se esperaba, debido en parte al aumento mundial de la demanda de estos equipos; y por el otro, el alto nivel de uso de los vehículos estatales atenuó significativamente la posibilidad de que sus usuarios los cediesen para las pruebas y conversiones.

En vista de lo anterior, se prevé para el año 2008 la conveniencia de acelerar aún más la construcción y acuerdos de operación del parque industrial así como la implantación de una política de estímulo a los entes del Estado para que se involucren con el programa de conversiones.

☛ Deltaven, S.A

Deltaven, S.A. como empresa distribuidora de productos derivados de petróleo, atendió a consumidores de combustibles y lubricantes en el país comprendidos principalmente por tres grandes categorías:

- Estaciones de servicio.
- Puertos y aeropuertos.
- Sector industrial, principalmente eléctrico y ferrominero.

Su gestión se caracterizó por un suministro confiable durante todo el año, con moderada expansión en un mercado de bajo crecimiento. Comercializó 278 MBD productos, un 2% más que el año anterior, descompuestos de la siguiente manera: combustibles de uso automotor al detal: 134 MBD; combustible industrial: 93 MBD; combustible residual: 41 MBD; combustibles de aviación: 5 MBD y especialidades: 5 MBD que incluye asfalto (4,3 MBD), del que Deltaven es el principal proveedor en el país.

Para su actividad, Deltaven abasteció 987 estaciones de servicio, las que constituyen un 53 % de las 1.860 estaciones del país, siendo por lo tanto la marca PDV la de mayor presen-



cia en comparación con todas las otras marcas juntas: Trébol, BP, Texaco, etc. En 2007, se añadieron 11 nuevas estaciones de este tipo: Puerto Vivas, en Barinas; Puerto Viejo y Palmarito, en Mérida; La Vela y Puerto Cumarebo, en Falcón; Robledal, Pampatar y Boca del Río, en Nueva Esparta; Cata, en Aragua; Playa Blanca, en Carabobo, y La Zorra en Vargas.

Además del cumplimiento de las responsabilidades operativas y sociales, Deltavén se ocupó por mejorar las características y condiciones dentro de las cuales se realizan una serie de progresos: se culminó la construcción del módulo de despacho del aeropuerto de Valencia; se culminó la remodelación de diversas estaciones de servicio (E/S), y se ejecutan otras, destacándose: E/S El Río, E/S Veitia, E/S Carabobo, E/S Santa Elena de Uairén y E/S Río Catatumbo; se inició en la planta envasadora de Cardón la preparación del nuevo lubricante “Ultradiesel MT” para uso en plantas eléctricas; se completó el “Registro de Activida-

des Susceptibles de Degradar el Ambiente” (R.A.S.D.A.) para las estaciones de servicio y para la flota automotor de transporte de combustibles; se inició el proceso de certificación ISO 9001:2000, lográndose avances del 38%; se ejecutó el cambio de imagen en 64 EE/SS generando 1.884 empleos directos e indirectos (a la fecha se han completado 533 EE/SS de un total de 739); se realizaron campañas promocionales para el fortalecimiento de la marca PDV en el mercado nacional.

La visión hacia el futuro luce optimista con miras a la inauguración de nuevas estaciones de Servicios (E/S): E/S José Gregorio Hernández, en Portuguesa y E/S Ojo de Agua, en Miranda; E/S Parador Turístico Yagua en Carabobo; E/S Mirador en Portuguesa; Internacional Santa Elena de Uairén, en Bolívar, y aquéllas de promoción del desarrollo de la actividad pesquera en: Cata, El Baúl, Manzanillo, Boquerones, Arismendi, El Samán, El Hatillo, San Rafael de Atamaica, El Yagual, Las Bonitas y La Urbana.





5 Transporte, Buques y Tanqueros

Las organizaciones navales de PDVSA se desarrollaron en 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. Esta actividad se puede apreciar por

la coordinación logística de los buques propiedad directa de PDV Marina más la de buques fletados de manera ocasional o por plazos de tiempo, lo que equivale a una flota de unos sesenta barcos simultáneamente cada mes del año. 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” que bajaron a cero demoras.

La flota controlada (buques fletados por tiempo), se renovó incorporando naves que se adecuaban a las nuevas regulaciones ambientales y de seguridad marítima (doble casco, sistemas de control Marpol) y que además son más versátiles para los nuevos requerimientos de los mercados. Siete de estos buques de bandera extranjera se incorporaron al servicio de cabotaje para reforzar las operaciones en el

mercado interno, incluyendo el suministro de propano a El Tablazo, y de gas licuado de petróleo (GLP) al sistema Carenero-Guatire, para la fabricación de productos petroquímicos y el garantizar abastecimiento del combustible de cocina, respectivamente. Además, se mejoraron los términos de contratos de fletamento de buques, por ejemplo las cláusulas de terminación, reclamo de demoras, tiempo de plancha y operaciones.

Mención especial en la gestión de Suministro y Logística merece la toma y control de las operaciones y programaciones de despacho y recibo relacionadas con las empresas procesadoras de crudo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, toda vez que PDVSA asumió el control operacional de ellas (en vías hacia la transformación a Empresas Mixtas con mayoría accionaria del Estado).

b PDV Marina

PDV Marina es una empresa de PDVSA 100% propietaria de 21 buques; trece de ellos son propiedad directa de la misma y ocho son propiedad de su filial Venfleet, los cuales navegan con bandera panameña.

5 Marpol (abreviación de *polución marina*) es un convenio internacional (resultante en un conjunto de normativas internacionales) para prevenir la contaminación causada por buques, el cual fue desarrollado por la Organización Marítima Internacional (OMI), organismo especializado de la ONU.



Los trece de propiedad directa, de tamaños que varían entre “handy size” y “afamax”, permiten el manejo de diversidad de hidrocarburos: gas licuado de petróleo (dos), asfaltos (dos), lubricantes y productos químicos (dos), productos refinados blancos (cuatro), y petróleo (tres). Durante el año 2007, se inició el proceso de reemplazo de dos de los buques petroleros de propiedad directa, por haber agotado su vida útil para el transporte, y por tanto se utilizan para fines de almacenamiento. Por su parte, los ocho buques de la flota de Venfleet, todos de tamaño “lakemax”, están dedicados exclusivamente al transporte de petróleos.

Durante el año 2007, PDV Marina ejerció eficientemente el suministro del servicio de transporte de hidrocarburos, su misión principal, al tiempo que cumplió con el objetivo estratégico de promover el desarrollo endógeno del sector naviero nacional.

La empresa transportó un promedio de 830 mil barriles diarios (MBD) de crudos y productos, de los cuales 413 MBD corresponden al mercado doméstico. Esta intensa actividad, reflejada en los volúmenes transportados, estuvo asociada a las debidas previsiones en cuanto

a las condiciones de operación de la flota, las cuales se combinaron con las estrategias del Estado. Así, para el mantenimiento de la flota se implantaron dos nuevas políticas: una orientada a la diversificación internacional del mantenimiento buques, que se inició con el dique seco del buque Proteo en Vietnam, y otra para el apoyo a la industria nacional materializada en las reparaciones generales especiales que recibieron buques con 20 años de servicio en los astilleros nacionales de Dianca, para lo cual se le dio apoyo a esta empresa en cuanto a la nivelación tecnológica de sus trabajadores. Se alcanza así una ampliación de sus capacidades en reparaciones y mantenimiento de buques de gran porte.

En cuanto a la calidad de la gestión, PDV Marina recibió nuevamente la certificación internacional “ISM Code”, del Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos e Insulares (INEA), como autoridad marítima nacional, destacando éste el progreso conseguido en los índices de seguridad.

La tripulación venezolana a bordo de los buques del tipo “lakemax”, caracterizados por su alto tránsito en el Lago de Maracaibo, fue in-



crementada en un 74%. Anteriormente esta tripulación estaba compuesta mayoritariamente por personal extranjero.

Para el futuro cercano, las acciones tomadas en 2007 resultarán en importantes avances en cuanto a la calidad y la amplitud de la gestión. En el área laboral, se dilucida una nueva convención colectiva para el personal de mar, y además, se continúa avanzando en la implantación de las normas de la Ley Orgánica de Protección de Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo.

En cuanto al mantenimiento futuro de los buques, está cerca la puesta en marcha de la repotenciación de talleres, lo que incluye la implantación del oficial de talleres y la implantación del módulo de mantenimiento de la herramienta informática SAP-PM. Estas medidas aumentarán la eficiencia del mantenimiento y la transparencia en el manejo de los recursos.

Las operaciones continuarán su mejora en seguridad. Los buques de casco sencillo (Paria, Caura, Morichal, Leander, y Moruy) serán reemplazados dando continuidad al trabajo iniciado en 2007. Igualmente se avanzó en alto grado (hasta un 95%) la implantación del Sistema Integral de Riesgo (SIR) PDVSA.

Finalmente, 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.

Desarrollo Naval

Siguiendo con el ámbito marítimo, la gestión de la organización de PDV Naval, en evolución hacia su conformación como empresa, resalta por su aporte al desarrollo del parque naval y la industria pesada naval del país. En 2007 se dio inicio a la construcción en Brasil y Argentina de 2 de los 12 buques previstos a ser construidos en esos países, y se comenzó al mismo tiempo la ingeniería en Polonia de 4 buques tipo afamax que serán fabricados en la República Islámica de Irán. Simultáneamente con la adquisición de estos nuevos buques se adelantaron durante el año los acuerdos de transferencia tecnológica con los proveedores.

En materia de astilleros se está gestionando firmar acuerdos con empresa coreana para la reactivación de Astinave, la que deberá comenzar en el primer trimestre del año 2008. También se actualizó el acuerdo firmado durante el año 2006 con la empresa brasileña Andrade Gutiérrez para la construcción del Astillero Nor-Oriental, el cual estará localizado en el estado Sucre. Ambos proyectos permitirán la construcción y mantenimiento de buques y plataformas en Venezuela, lo cual incrementa la autonomía en el transporte petrolero y en la producción de crudos Costa Afuera, y contribuye a consolidar la soberanía naval venezolana.

Finalmente, otro logro importante fue la constitución de la empresa Alba Naviera Venezolana (Albanave) cuyo anuncio oficial se da a comienzos de 2008, para el fortalecimiento del transporte marítimo-fluvial en Venezuela y toda la región caribeña, centroamericana y suramericana. Esta empresa se encargará de transportar carga seca, tal como el carbón de Guasare y las mercancías de CVG., Pequiven, Bariven, Mercal, etc. El proyecto incluye un brazo fluvial para el eje Orinoco-Apure, lo que permite visualizar en un futuro la exportación de productos agrícolas con el apoyo de PDVSA.

6 Investigación y Desarrollo



Las actividades de INTEVEP durante el 2007 se enmarcaron dentro de los compromisos del Plan Siembra Petrolera, apoyando a la Corporación en las áreas prioritarias de exploración y producción, refinación e industrialización, costa afuera y áreas tradicionales de crudos livianos y medianos. Se fortaleció la inversión social, el desarrollo endógeno y las empresas de producción social.

Se generaron 319 documentos técnicos, 12 artículos para revistas arbitradas y 7 boletines técnicos para divulgar nuevas tecnologías asociados a los procesos que apoyan la generación y optimización de esquemas de explotación de yacimientos de hidrocarburos. Se consignaron 37 solicitudes de patentes, 250 registros de marcas y 4 registros de derecho de autor. Se obtuvieron 25 títulos de patentes, 335 certificados de marcas y 4 registros de derecho de autor. Asimismo en el año 2007, se capturaron 111 casos: 35 patentes, 73 marcas de las cuales se gestionaron 39, y 3 de registros

de derecho de autor. Para apoyar los proyectos del PSP se aprobaron 36 normas PDVSA en el área de ingeniería de diseño y seguridad industrial e higiene ocupacional. El proceso de normalización técnica corporativa del CIT-INTEVEP obtuvo la certificación de calidad de Fondonorma.

INTEVEP participó con 83 trabajos en congresos nacionales y con 118 en eventos internacionales, además se realizaron 102.249 ensayos analíticos y 320 asistencias técnicas, esfuerzos orientados a apalancar el desarrollo de los ejes del PSP, asimismo los laboratorios generales recibieron la acreditación por parte de SENCAMER.

Durante el año 2007 se dedicaron 563.812 horas-hombre a servicios técnicos especializados, 456.528 a Investigación y Desarrollo y 50.824 a Investigación Básica, asimismo 156.051 para formación de personal. Se asignaron 29 personas a planes de formación en



Venezuela y 36 a formación en el exterior, a fin de colaborar en el cierre de brechas técnicas y fortalecimiento de competencias necesarias para el desarrollo de los distintos proyectos de INTEVEP.

Como respaldo a la protección de la propiedad intelectual de INTEVEP y su acervo tecnológico se firmaron 42 contratos de licencia de las tecnologías: SOLSURF®, INTEFLOW®, FOAM-DRILL®, INTOIL®, ORIMATITA®, INTEBIOS®, THIXOGAS®, GREENOIL®, PERMAVISC™, SANTP®. Además se firmaron dos convenios de cooperación tecnológica: FUNVISIS y Universidad de Carabobo.

Dando continuidad al plan de desarrollo e implantación de la tecnología HDHPLUS®/SHP, como opción tecnológica a los procesos de conversión profunda, se completó la prueba experimental del proyecto del RELP alcanzando 21 días de estabilidad con conversión del 80%, reafirmando la confiabilidad de esta tecnología, asimismo se entregaron los libros correspondientes al diseño básico de las unidades HDHPLUS®/SHP para la Refinería Puerto La Cruz, elaborados entre INTEVEP y AXENS S.A.

Se completó la visualización de la refinería de Caripito para procesar 50 MBD de crudo cerro negro: (1) se desarrollaron pruebas en plantas piloto para la evaluación del comportamiento del crudo a esa escala, (2) se determinó los

destinos finales de los subproductos (distintos al asfalto) que obtendría la refinería, (3) se desarrolló y completó un estudio socioambiental específico para la ubicación de la refinería en el estado Monagas, (4) se desarrollaron todos los documentos asociados a la contratación y (5) se establecieron los acuerdos de confidencialidad con las compañías seleccionadas para llevar adelante la ingeniería conceptual, básica y FEED del proyecto.

En conjunto con el grupo de planificación del CRP se identificó la disponibilidad de 170 MBD de corrientes con potencial para el desarrollo del polo petroquímico Paraguaná; y se propuso un esquema global de procesos conformados por craqueo térmico y catalítico, y reformación de nafta liviana y pesada.

Apoyando los procesos de integración energética se realizaron las visualizaciones y opciones de negocios de las refinerías: (1) Vietnam, procesando 200 MBD de un crudo sintético venezolano de 16° API, la inversión estimada es de 5.900 millones de dólares, con un VPN de 2.304 millones de dólares y un TIR de 14%, (2) Siria con una participación de PDVSA del 30%, procesando 140 MBD de los cuales 42 MBD son crudo sintético venezolano de 16° API, con un VPN de 981 millones de dólares y un TIR de 16,4%, (3) la refinería Supremo Sueño de Bolívar en Nicaragua con una capacidad de 150 MBD, (4) refinería en Argentina, procesando 10 MBD del crudo Chañares, para satisfacer compromisos de combustibles de PDV-Argentina. En el marco de la asistencia técnica en refinación, se entregó una propuesta de asistencia técnica especializada a PetroEcuador.

Como parte del aseguramiento de mercados y respondiendo a las exigencias ambientales, se realizó la asistencia técnica a proyectos para la producción de diesel ultra bajo en azufre (ULSD, por sus siglas en inglés), en las refinerías Lemont, Lake Charles y Corpus Christi, a la que también se le evaluó el desempeño de



la unidad de hidrotratamiento de gasolinas (SelectFining™), dando como resultado una selectividad del catalizador estable y un tiempo de vida estimada de 4 años; asimismo, se culminó la primera fase del desarrollo del modelo de predicción de calidad de gasolinas para las refinerías de PLC y CRP Amuay. Se revisó la propuesta de reactores en paralelo de Shell Global Solutions para producción de ULSD con el empleo de DHDV™ (revamp de la unidad de HDT 2 de Cardón).

Fueron presentados al Comité de Etanol los estudios de la corrosividad de la gasolina con etanol al 10% v/v, cuyos resultados son de gran importancia para la toma de decisiones en el plan de adecuación de las instalaciones que se construirán para la introducción de la gasolina con el etanol, en septiembre de 2008.

Como apoyo al proceso de optimización de los hidrocarburos y uso eficiente de los mismos fue aprobada por el Comité Mayor de Suministro (COMSUM) la propuesta técnica de reducción de octanaje MON de 87 a 85. Este cambio

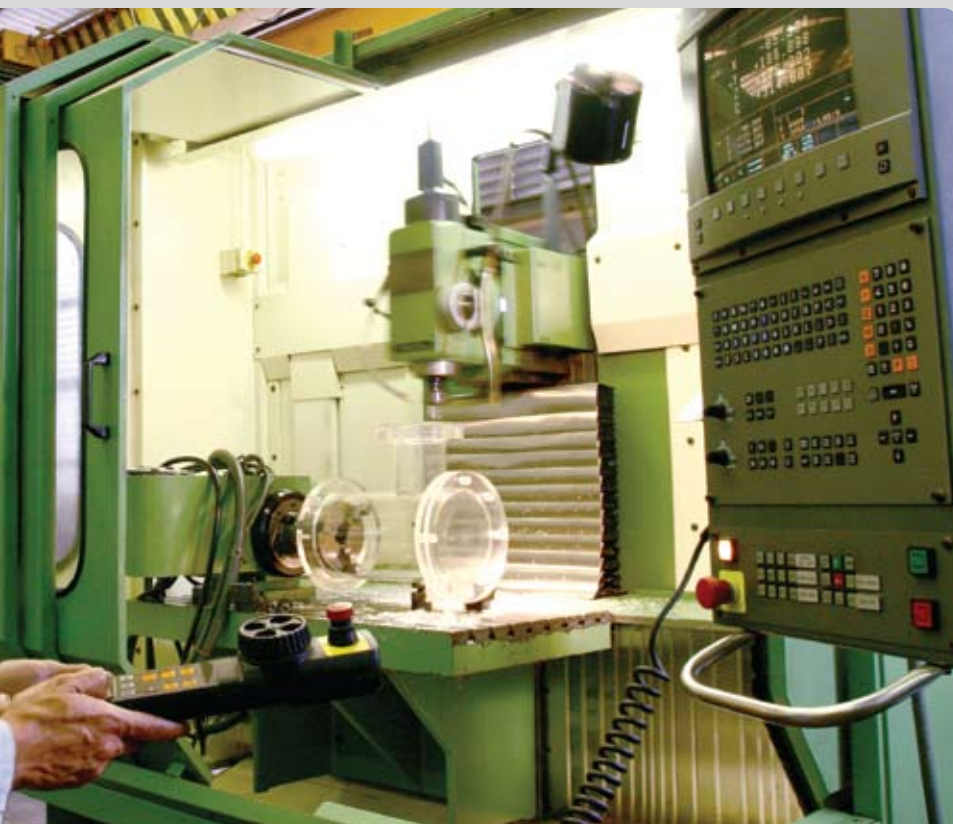
traerá un ahorro económico en la formulación del nuevo combustible, a la vez que no repercutirá en el desempeño de los vehículos que trabajan con 95 MON.

En el marco del soporte brindado en la aplicación de tecnologías de INTEVEP para la construcción y mantenimiento de pozos, se obtuvo para la Corporación ahorros de 800 mil dólares, asimismo se perforaron exitosamente 10 pozos en campo Borburata (con tecnología propia PERMAVISC®).

Se entregaron siete ingenierías conceptuales para la implantación de 26 equipos CYCINT™ en las Divisiones Occidente (Tomoporo), Oriente (Anaco, Norte, San Tomé y Morichal) y Centro Sur (Barinas) que manejan un promedio de 910 MMPCD con ahorros en costos de fabricación de 1,3 millones de dólares. Instalados 2 equipos VORTEX en Campo Mara, incrementando la producción de gas en 800 MPCD.

Se mantuvo el apoyo para garantizar la continuidad operativa de los proyectos de Magna Reserva, Exploración y Producción e INTEVEP, Cretáceo Lago, Mara La Paz, EFAI y Plataforma Deltana, mediante el manejo y la administración de datos, plataforma tecnológica, soporte especializado, generación de mapas, monitoreo y optimización de uso de licencias y gestión de licenciamiento, adiestramiento y consultoría especializada externa.

Como respaldo al incremento de la productividad de yacimientos se controlaron altos cortes de agua en procesos de producción (MULTI-GEL®) restituyendo 745 BNPD y se entregaron los diagnósticos y recomendaciones de estimulación de 28 pozos con potencial de 10.200 BNPD y 3 MMPCD; aunado a esto, se culminó la visualización e ingeniería de las instalaciones para la prueba piloto de combustión en sitio en el Campo Bare. Como soporte a las actividades concernientes al incremento del factor de recobro, se culminó la ingeniería conceptual de la tecnología para el mejoramiento de CP y XP en superficie (INT-MECS) y asimismo fue desa-



rollada la formulación de emulsiones de aceite en agua para transporte de CP y XP en San Diego Norte y Carabobo, optimizando el proceso y consumo de aditivos químicos.

En relación a las actividades concernientes al crecimiento de áreas tradicionales, se logró un avance del 80% en levantamientos de GPS y gravimetría para la subsidencia del nuevo dique costanero: empleando sísmica de alta resolución y levantamiento de refracción sísmica para determinar propiedades del suelo. Dentro del Programa Integral de Explotación de Yacimientos en occidente, se culminó la Fase I del proyecto Cretáceo y se inició la Fase II del proyecto La Paz. Se culminó la ingeniería de detalle para el nuevo diseño de Planta Guara (Sistema Integral de Manejo de Fluidos).

En cuanto al intercambio tecnológico con la empresa Cuba Petróleo (CUPET), se instalaron cinco bombas VRS en pozos de Varadero, con lo cual se logró un incremento de producción entre 11-200%, asimismo, se finalizó la interpretación sísmica estructural del área Tarara y Vía Blanca (Norte de Cuba) y el análisis paleontológico de la formación San Galletano. Aunado a esto se estableció un programa de intercambio técnico para la formación acelerada de personal CUPET e INTEVEP en construcción de pozos.

Se contribuyó con la oficialización de más de 129 MMBIs de POES así como en la certificación y oficialización de 20 MMBIs de petróleo y 5,7 MMMPCN de gas de reservas probadas del bloque Carabobo, a través de la creación de mapas base, isotópicos y estructurales, y la administración de plataformas computacionales, soporte especializado y consultorías externas.

Como apoyo para asegurar los volúmenes necesarios de gas establecidos en el PSP, se

realizó junto con PDVSA Petróleo, el diseño conceptual de la plataforma de servicios del Campo Dragón y junto a PDVSA Gas el estudio de aseguramiento de flujo del gasoducto Dragón-CIGMA.

En cuanto a los servicios e infraestructura interna, necesarias para el desarrollo de las distintas actividades, se concluyeron los trabajos de adecuación del edificio Rodomar, además la ingeniería de detalle de artes gráficas, norte 4; la ampliación de las salas de adiestramiento en el CREA (6 salas, 2 puntos, 66 personas), la ejecución de ingeniería conceptual, básica y detalle del auditorio de INTEVEP, las licitaciones generales para la construcción de urbanismo en el nuevo terreno y la construcción del centro de educación inicial y, por último, la ejecución de la ingeniería para la edificación del banco de datos.

En el área de ambiente se realizaron simulaciones de 5 escenarios de derrame de hidrocarburos para planificar estrategias de acción frente a incidentes como el acontecido en Güiría, estado Sucre.

Se realizó exitosamente prueba de campo del inhibidor de incrustaciones en base a Aloe Vera en pozo de Barinas. Adicionalmente, se completó el ensamblaje de la planta piloto PALS para el acondicionamiento de gas natural.

7 Seguridad y Ambiente



a Ambiente e Higiene Ocupacional

La mayoría de las filiales de PDVSA, tanto en Venezuela como en el exterior, están sujetas a diversas leyes y reglamentos ambientales que requieren gastos significativos para modificar sus instalaciones y prevenir o subsanar los efectos ambientales del manejo de desechos y derrames de agentes contaminantes.

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 2007, se ha ejecutado un Plan de Inversión a nivel de

las áreas que contempla gastos de inversión relacionados con el manejo y disposición de efluentes ejecutándose aproximadamente 5,58 millones de dólares en proyectos relacionados con este renglón entre los que se pueden mencionar: construcción de canales de concreto para efluentes, levantamiento de muros, construcción de torres de enfriamiento, entre otros. En lo relacionado al cumplimiento del marco regulatorio ambiental se han ejecutado un monto de 17,1 millones de dólares. en las áreas relacionados con proyectos para conservación de cuencas, monitoreo de calidad de aire y en estudios de impacto ambiental entre otros. Adicionalmente, Ambiente e Higiene Ocupacional (AHO) ha ejecutado 1,9 millones de dólares en

proyectos relacionados con estudios de línea base y diagnósticos ambientales. También se ejecutaron inversiones en negocios y filiales en la adquisición de equipos para prevención de riesgos ocupacionales, análisis de efluentes, medición de calidad de aire y materiales y dotación de laboratorios, por un monto de 125,8 millones de dólares.

Como parte de su responsabilidad ambiental, PDVSA mantiene un plan de saneamiento y restauración ambiental de los pasivos ambientales de PDVSA y sus filiales que se generaron hasta el 2004. Este plan contempla el saneamiento de fosas, lodos y crudos fuera de especificación, materiales y desechos peligrosos, instalaciones, equipos abandonados y por desmantelar, áreas impactadas por la actividad petrolera y las fuentes radioactivas. Al 31 de diciembre de 2007, se han saneado 2.554 fosas de hidrocarburos de un total de 13.460 fosas existentes, quedando por sanear 10.906 fosas. Se dispone de una reserva para el saneamiento en el 2007 por un monto de 809,9 millones de dólares

CITGO ha recibido varias notificaciones de violación de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América (Environmental Protection Agency - EPA) y otras agencias reguladoras, que incluyen notificaciones bajo el Federal Clean Air Act y podría ser designada como parte potencialmente responsable, 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.

En el año 2007 la Gerencia Corporativa de Ambiente e Higiene Ocupacional impulsó y coordinó la ejecución de proyectos y actividades como eje central de su gestión. Dentro de

los logros más importantes se encuentran los siguientes:

- En 2007 el mayor logro de la Gestión de PDVSA en materia de los riesgos y peligros del trabajo, tema de extrema importancia por tratarse de una industria de alto riesgo para la vida y la salud de las poblaciones trabajadoras, ha sido la conformación de un numeroso grupo de mujeres y hombres que, en número superior a las 1.500 personas, se han convertido en delegadas y delegados de Prevención, cuyas actividades durante este año han permitido mejorar las condiciones de trabajo de una gran cantidad de trabajadores, asegurar la disminución de contaminación del ambiente por malas prácticas operacionales y garantizar la integridad de numerosas instalaciones.

Esta gestión de los trabajadores de la nueva PDVSA es cónsona con los principios de participación protagónica establecidos en nuestra carta magna y apunta hacia que los trabajadores se apropien de sus condiciones de trabajo, así como en las comunidades sus habitantes se van empoderando para cambiar sus condiciones de vida.

- Se estableció un Programa de Pruebas Piloto para evaluar tecnologías para el tratamiento (recuperación) del crudo fuera de especificación contenido en las fosas petroleras, que permitan el saneamiento integral de éstas. El programa ha permitido convertir este pasivo en activo financiero para la Corporación, por cuanto se lleva a una calidad de producto que puede ser incluido en la cuota de producción de crudo del país, generando ingresos económicos adicionales. Para la supervisión, seguimiento y control del saneamiento y en particular para estas pruebas, se impulsó la creación de siete (7) Empresas de Producción Social (EPS) constituidas por profesionales egresados de universidades nacionales.
- Se impulsó al desarrollo de EPS en el área de saneamiento de fosas así como el apalan-



camiento de cooperativas dedicadas al área de recolección de aceites usados (registro, permisología y estrategia de recolección). En conjunto con la Gerencia Funcional de Apoyo Tecnológico de EPS de INTEVEP fueron capacitadas siete (7) cooperativas formadas por profesionales universitarios en el área ambiental en los servicios de supervisión ambiental de recuperación de crudo y saneamiento de fosas.

- Se realizaron dos conferencias nacionales de delegadas y delegados de prevención con una asistencia total de 700 personas, quienes reflejan haber asumido el compromiso de sus funciones establecidas en la Ley Orgánica de Prevención, Condición y Medio Ambiente de Trabajo (LOPCYMAT) para la prevención de accidentes, enfermedades ocupacionales, daños al ambiente e instalaciones; con claro conocimiento de su corresponsabilidad, y por tanto asumen el derecho a participar de manera protagónica para mejorar las condiciones de trabajo, siendo centinelas de las desviaciones presentes en instalaciones y en la actitud de los trabajadoras y trabajadores.
- Se elaboraron seis (6) Normas en Higiene Ocupacional de las cuales tres (3) están aprobadas por el Comité Técnico de Higiene Ocupacional y tres (3) en proceso de aprobación. Estas normas están alineadas con el marco regulatorio de esta materia y busca homogeneizar criterios y dar lineamientos técnicos, claros, precisos con el propósito de obtener resultados confiables, comparables que indiquen las estrategias y acciones a seguir con miras a prevenir daños a la población trabajadora y que van aplicados en cada una de las etapas de los proyectos planteados por PDVSA interna y externamente.
- Se inició en el mes de julio, el Postgrado de Higiene Ocupacional en Convenio con la Universidad Bolivariana de Venezuela, bajo la denominación de Programa Especial de Formación, con 27 nóveles ingenieros a quienes se les darán las herramientas fundamentales,

para que tengan la competencia necesaria para afrontar los retos que en materia de prevención se presenten en la construcción de este nuevo modelo productivo asociado al Plan Siembra Petrolera y en todas las etapas de los proyectos, de acuerdo a los requerimientos de la Corporación. Este programa sigue los lineamientos del Comité de Recursos Humanos y la Misión Alma Máter.

- Se determinó y conoció a escala generalizada (1:250.000) de la ecología de la Faja Petrolífera del Orinoco (55.000 km²) y a escala semi - detallada (1:100.000) del área Junín (10.000 Km²) con reportes de fauna, flora, clima, vocación de los suelos, uso de la tierra, asentamiento de comunidades humanas, cursos de aguas superficiales, fragilidad de los sistemas, impactos ambientales y las interrelaciones que condicionan los procesos ecosociales y ambientales, garantizando la base de la planificación para el desarrollo socio ambiental sustentable de 200 mil personas que influyen actualmente la Faja Petrolífera del Orinoco, así como la sustentabilidad de los futuros desarrollos en el área.
- Mediante la coordinación de Mesas Técnicas entre PDVSA y el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente (MPPA), lo cual resultó en la consecución de 110 Autorizaciones de Afectación de Recursos Naturales, 04 Autorización de Ocupación del Territorio para las cuatro áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco, realización de 252 inspecciones en conjunto con el MPPA entrega de 65 informes de supervisión ambiental y en proceso de revisión los estudios para la ampliación de la Refinería el Palito y Puerto la Cruz.
- Se culminó el análisis y diseño del Sistema Integral de Permisología y Administración Ambiental de la Corporación conjuntamente con el MPPA y los negocios y filiales de PDVSA. Este sistema permitirá hacer seguimiento a los trámites administrativos internos para la gestión de los permisos ambientales. Igualmente, servirá para administrar y con-

trolar la distribución y asignación de la Fianza Ambiental Global de PDVSA.

- A través del proyecto “Sistemas Agrodiversos y Energías Alternas Renovables en Núcleos Rurales como una Alternativa de Desarrollo Integral en la Faja Petrolífera del Orinoco” se mejoró la calidad de vida con el suministro de energía eléctrica y la producción de alimento para el autoconsumo a cuatro comunidades, impactando directamente 321 venezolanos, los cuales incorporaron los sistemas de producción agrodiversos y el uso de energías alternas renovables, así como prácticas de reciclaje para avanzar en el desarrollo sustentable de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Se generaron las cinco (05) normas ambientales de la Corporación, las cuales son: Manejo de Ripios y Fluidos de Perforación (aprobada), Manejo de Aceites Usados (aprobada), Estudios Ambientales y Socioculturales, Manejo de Aguas de Producción, Manejo de Catalizadores Gastados, estas tres últimas están en proceso de aprobación.
- Se implementó el Índice Integral de Ambiente para estimar la situación ambiental y evaluar la gestión ambiental en la industria petrolera de manera uniforme, sistemática y comparativa.
- Se realizaron seis (6) auditorías ambientales principales y cinco (5) de seguimiento en nueve (9) áreas operacionales de Exploración y Producción, Refinación, y Comercio y Distribución Venezuela, con lo que se generaron planes de acción. Como resultado de las auditorías de seguimiento se constató que de un total de 105 acciones establecidas hay 32 cumplidas y 44 en proceso, para aprovechar las oportunidades de mejoras detectadas.
- En el área de Educación Ambiental se realizaron actividades a nivel nacional con las comunidades aledañas a las instalaciones como jornadas de reforestación, conserva-

ción, recuperación y mitigación, juramentación de brigadistas, recuperación de áreas y formación en prevención para las comunidades ante situaciones de emergencia, con un total de 11.333 personas formadas entre niños, niñas, adolescentes y adultos; se realizó una siembra comunitaria de 10.000 araguaneyes y se formaron 621 trabajadores de la industria con un programa de cuatro (04) módulos de formación en educación ambiental. Se realizaron dos jornadas de Educación Ambiental (Caracas, Puerto La Cruz) con la participación de quinientas personas y la definición de los lineamientos de Educación Ambiental.

b Seguridad Industrial

La misión de PDVSA se encuentra fundamentada en los principios de corresponsabilidad, participación y autoridad, para asegurar que todos los procesos y operaciones que realiza la Corporación sean ejecutados en forma segura mediante la planificación, gestión e incorporación de mecanismos administrativos, educativos y de ingeniería que permitan proteger la integridad física de trabajadores, de los activos de sus negocios y filiales y del entorno socio ambiental.

En alcance a nuestra misión durante 2007 se dio cumplimiento a los siguientes objetivos estratégicos:

- Instaurar el principio de corresponsabilidad en materia de seguridad en el trabajo, en todos los niveles de la Corporación y su entorno social.
- Implantar mecanismos de participación y compromiso de trabajadoras para el control de los riesgos en materia de seguridad industrial.
- Consolidar la cultura de prevención y control de riesgos en el trabajo a todos los niveles de la Corporación y su entorno.
- Implantar, administrar y asegurar el mantenimiento y eficiencia del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos (SIR-PDVSA).



- Alinear la gestión de seguridad industrial de la Corporación con los Planes Estratégicos de la nación y los entes reguladores del Estado.
- Implantar estrategias, planes y controles para la adecuación de las instalaciones y procesos de la Corporación a la legislación vigente (LOPCYMAT), incorporando prácticas y tecnologías innovadoras.
- Elaborar e implantar Programas de Seguridad Industrial dirigido a los Distritos Sociales.
- Implantar el Sistema de Gestión de Calidad.

Fundamentado en los objetivos estratégicos antes indicados, los índices de accidentalidad durante la gestión del año 2007 con respecto a la gestión del año 2006 se logró una disminución de un 52,37 %, como se indica a continuación:

Días perdidos por lesiones año 2007: 57.810
Días perdidos por lesiones año 2006: 121.363

Dichos resultados es el producto de los siguientes logros:

- A través de convenio realizado con la Universidad Bolivariana de Venezuela, se inició la especialización en Seguridad Industrial correspondiente al 1era. Cohorte, con el concurso de 30 profesionales de las diferentes áreas de PDVSA, para fortalecer la gestión, los procesos operacionales y el desarrollo de carrera del personal.
- Realización de 5 auditorías para la optimización de los elementos del Sistema Integrado del Control de Riesgos, dando cumplimiento a los procedimientos, normas y marco legal vigentes, para disminuir la accidentalidad, las enfermedades ocupacionales, las pérdidas económicas y la continuidad operacional.
- Con la participación protagónica de los trabajadores de PDVSA, se actualizaron y desarrollaron 7 Normas Técnicas de Seguridad Industrial contribuyendo al afianzamiento de la cultura preventiva y disminución de acciden-
- Con la implementación de la norma de gestión y control de desviaciones se logró un impacto positivo en la gestión de control de riesgo, determinando de manera preventiva las desviaciones en los procesos operacionales.
- Se realizó el diagnóstico para la homologación y la activación de los Planes de Respuesta y Control de Emergencias en todos los negocios y filiales, adecuándonos al requerimiento de lineamientos y políticas de PDVSA y el marco legal vigente en Venezuela.
- Formación en el trabajo, la divulgación de lineamientos y promoción del uso de herramientas computacionales, en línea con los nuevos proyectos del Plan Siembra Petrolera, para la implantación del elemento Análisis de Riesgos.
- En articulación con las Empresas Mixtas, se trabaja para el establecimiento de políticas, lineamientos y normas técnicas en Seguridad Industrial de PDVSA.
- Está en progreso la actualización del Sistema de Gerencia Integral de Riesgos que permite a las organizaciones de PDVSA, la administración sistemática y efectiva de los planes y programas necesarios para prevenir y controlar los riesgos a la seguridad y salud de los trabajadoras y trabajadores, integridad de las instalaciones y equipos, el ambiente y el entorno social.
- El Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos e Insulares (INEA) reconoció a la Gerencia de Seguridad Acuática de PDVSA, como

punto focal para el manejo de las relaciones Inter.-institucionales, en materia de seguridad marítima en el sector acuático donde se desempeña la industria.

- Conjuntamente con la Universidad Marítima del Caribe se logró el convenio marco para la Certificación de la Gente de Mar en el sector acuático de PDVSA.
- Participación del sector acuático de PDVSA con el Componente Armada Nacional en proyectos tales como: el Sistema de Control de Tráfico Marítimo; el Sistema Nacional de Protección y Lucha Contra Derrames de Hidrocarburos.
- Se logró la integración de la gestión de seguridad industrial con la Comisión Presidencial de Seguridad Química y el Grupo de Apoyo Técnico del Programa de Gestión de Aguas de Lastre, para consolidar la función de prevención en materia de seguridad acuática.

- Se capacitaron y certificaron 12 participantes en rescate y salvamento en aguas abiertas como plan piloto para personal de guardacostas, de bomberos de PDVSA y de voluntarios de la comunidad con la participación de la empresa nacional YMCA. Este plan piloto será masificado a partir del año 2008.
- Se realizó el diagnóstico de operaciones acuáticas para la certificación de 421 lanchas que operan en el Lago de Maracaibo, para asegurar la continuidad operacional y cumplimiento con el marco legal vigente.

Se impulsó y apoyó, según plan, la formación de 119 profesionales del área de seguridad industrial, infraestructura y proyectos en los estudios de ingeniería de control de riesgos y costo beneficio, para garantizar la confiabilidad y factibilidad de los Proyectos del Plan Siembra Petrolera.





8 Desarrollo Social

Con base en la 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 al 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.

Los aportes para Desarrollo Social efectuados por PDVSA se dividen en: gastos incurridos en misiones, aportes a comunidades y otros aportes, aportes al FONDEN y gastos para el desarrollo social incurridos a través de los fideicomisos constituidos con entidades financieras gubernamentales.

Los gastos incurridos en misiones, aportes a comunidades y otros aportes, son reconocidos directamente como gastos para el desarrollo social, en el momento en que se efectúan los desembolsos; los aportes al FONDEN corresponden a los desembolsos que debe ser transferidos a dicho ente de acuerdo con la Ley que rige su creación de fecha 8 de septiembre de 2005 y los gastos para el desarrollo social incurridos a través de los fideicomisos, excepto los correspondientes al FONDESPA, son reconocidos directamente como gastos para el Desarrollo Social al momento en que se efectúan los desembolsos, quedando en los fideicomitentes y en los beneficiarios la responsabilidad admi-

nistrativa de los fondos. Los aportes al FONDESPA son reconocidos como efectivo restringido, cuentas por cobrar a largo plazo a los entes ejecutores ó como gastos para el Desarrollo Social de acuerdo con las condiciones establecidas en los respectivos contratos y los mismos son controlados y reforzados en los estados financieros consolidados a través de la filial CVP.

Durante el año 2007, PDVSA efectuó aportes para el desarrollo social del país, por 13.897 millones de dólares, como se resume a continuación:

- 5.693 millones de dólares a Programas Sociales: Misión Ribas, Misión Sucre, Misión Milagro, Misión Vuelvan Caras, Misión Guacaipuro, Misión Barrio Adentro (fases I, II y III), Misión Identidad, Misión Mercal, Misión Ciencia, Plan de Vialidad, Aportes a Comunidades, Núcleos de Desarrollo Endógeno.
- 1.443 millones de dólares para Planes Especiales de Inversión: Vivienda y Hábitat (524 millones de dólares) y Fondo para Financiamiento de Proyectos Agrícolas (919 millones de dólares).
- 6.761 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, Maracaibo y Valencia, Trolebús Mérida, el Ferrocarril Caracas – Tuy Medio, así como diversas plantas y centrales de generación eléctrica que se construyen en distintas regiones del país.

A continuación se presenta un detalle de los aportes para el Desarrollo Social del país, efectuados por PDVSA durante los años 2001 y 2007.

(1) Los desembolsos acumulados por 38.090 millones de dólares, aportados por PDVSA durante los siete años comprendidos entre 2001 y 2007, corresponden a las cantidades efectivamente pagadas en cada periodo, estas cantidades difieren ligeramente de los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principio de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en periodos distintos al del pago.

APORTES EFECTUADOS POR PDVSA PARA EL DESARROLLO SOCIAL DEL PAÍS

MM\$

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total
Misión Ribas	--	--	32	320	371	280	133	1.136
Misión Mercal	--	--	--	146	303	325	916	1.690
Misión Barrio Adentro I, II y III	--	--	34	275	309	1.693	3.258	5.569
Misión Vuelvan Caras	--	--	--	172	220	240	29	661
Misión Milagro	--	--	--	--	125	--	25	150
Misión Guaicaipuro	--	--	--	--	11	--	--	11
Misión Sucre	--	--	3	113	668	--	--	784
Misión Identidad	--	--	--	44	1	--	--	45
Misión Robinson I y II	--	--	72	--	--	--	--	72
Misión Revolución Energética	--	--	--	--	--	210	219	429
Misión Árbol	--	--	--	--	--	--	12	12
Misión Ciencia	--	--	--	--	--	291	28	319
Misión Vivienda	--	--	--	--	--	62	135	197
Misión Música	--	--	--	--	--	--	43	43
Obras Hidráulicas	--	--	--	--	--	27	23	50
Núcleos de Desarrollo Endógeno	--	--	--	--	55	47	130	232
Proyecto Etanol	--	--	--	--	153	7	-	160
Plan de Vialidad	--	--	--	--	113	28	77	218
Aportes a Comunidades	34	14	12	133	5	677	418	1.293
Fondo Alba Caribe	--	--	--	--	--	40	72	112
Desarrollo Sustentable	--	--	--	--	--	63	--	63
Otras	--	--	96	13	228	82	175	594
Aportes a Misiones y Programas Sociales	34	14	249	1.216	2.562	4.072	5.693	13.840
FONDEN	--	--	--	--	1.525	6.855	6.761	15.141
Aportes a Programas Sociales y FONDEN	34	14	249	1.216	4.087	10.927	12.454	28.981
Planes de Inversión Social Fideicomisos (CVP)								
Fideicomiso, Viviendas e Infraestructura	--	--	300	500	500	414	524	2.238
Fideicomiso Agrícola	--	--	--	600	600	423	919	2.542
FONDESPA	--	--	--	2.000	2.000	229	--	4.229
Fideicomiso EPS	--	--	--	--	100	--	--	100
Aportes en Fideicomisos para Planes de Inversión Social	--	--	300	3.100	3.200	1.066	1.443	9.109
Total Aportes de PDVSA a Desarrollo Social más FONDEN (1)	34	14	549	4.316	7.287	11.993	13.897	38.090

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

Misión Ribas

Contempla beneficiar a todas a aquellas personas que no han podido culminar el bachillerato. Los recursos asignados desde el año 2003 hasta el año 2007 han sido por 1.136 millones de dólares, recursos que se han traducido en el otorgamiento de 150.000 becas promedio por mes, acondicionamiento de 30.618 espacios educativos, así como la incorporación de 30.340 facilitadores. Hasta el año de 2007, se han incorporado 1.207.076 estudiantes, y han obtenidos el Título de Bachiller de la República 947.131 venezolanos a nivel nacional.

Misión Mercal

El objetivo fundamental es efectuar el mercadeo y la comercialización de productos alimenticios de primera necesidad manteniendo la calidad, bajos precios y fácil acceso, para mantener abastecida a la población venezolana, especialmente la de escasos recursos económicos. Por medio de esta misión, PDVSA apoya el Plan de Seguridad Alimentaria a nivel nacional, a través de aportes a la Fundación Programa de Alimentos Estratégicos (FUNDAPROAL), Mercado de Alimentos, C.A. (MERCAL) y la Corporación de Abastecimiento y Servicios Agrícolas (LA CASA). Entre los años 2004 – 2007. Se han otorgado 1.690 millones de dólares, para el acondicionamiento de 15.744 establecimientos a nivel nacional, adquisición de 60 gandolas, 3 plantas empaquetadoras y se han puesto operativas 6.004 casas de alimentación. La población beneficiada con estos aportes ha sido aproximadamente de 15.913.000 venezolanas y venezolanos, en todo el territorio nacional. Se logró comercializar aproximadamente 1.314.000 TM de alimentos. Durante el año 2007 se apoyo en la realización de 305 megamercales.

Misión Barrio Adentro I, II y III

Misión Barrio Adentro I garantiza el acceso a los servicios de salud a través de la atención primaria. La Misión Barrio Adentro II contempla la recuperación de centros ambulatorios y construcción de clínicas populares y centros de diagnóstico integral. La Misión Barrio Adentro III, se enfoca a la reformulación de módulos de asistencia, gestión y modernización de la infraestructura y equipamiento tecnológico de los hospitales públicos. El aporte otorgado en el período 2003 - 2007 ha sido de 5.569 millones de dólares, lo que ha permitido la construcción de 1.000 módulos asistenciales, 21 consultorios populares, 48 consultorios, 183 centros de rehabilitación integral y 6 centros de alta tecnología, entre otros, además de la entrega de recursos financieros para gastos de funcionamiento del Hospital Cardiológico Infantil “Dr. Gilberto Rodríguez Ochoa”. La población atendida asciende aproximadamente a 18.366.000.

Misión Vuelvan Caras

Los recursos aportados a esta misión están destinados a la capacitación de jóvenes y adultos (lanceras y lanceros) en oficios de interés común y en la constitución de cooperativas para garantizar la participación creativa del pueblo en la producción de bienes y servicios, así como el pago de becas a lanceros, instructores y supervisores y para la dotación de materiales y maquinarias. Durante el período 2004 – 2007 se han aportado 661 millones de dólares. Los lanceros certificados son 264.720, quienes han conformado 6.814 cooperativas, 130 núcleos de desarrollo endógeno, 2.567 facilitadores y 1.546 consultores; asimismo, se han otorgado 202.452 becas a personas sosten de hogar y 147.548 becas a personas no sosten de hogar. Durante el 2007 se logró la adquisición de una edificación para economía informal, para la transformación de la economía informal en economía popular en el Municipio Libertador, logrando beneficiar a más de 4.000 mil familias.

Misión Milagro

El aporte a esta misión, durante el período 2005 – 2007, ha sido de 150 millones de dólares, el principal objetivo es realizar operaciones quirúrgicas por patologías oftalmológicas (cataratas, pterigión y ptosis palpebral) de forma gratuita. Para apoyar esta misión ha sido necesario el acondicionamiento de la Rampa 4 del aeropuerto “Simón Bolívar” y el acondicionamiento del aeropuerto General “José Antonio Anzoátegui”, así como también toda la logística necesaria para facilitar el traslado de los pacientes a la República de Cuba. Esta misión ha resuelto los problemas visuales a más de 57 mil pacientes venezolanos.

Misión Guaicaipuro

Su objetivo es restituir todos los derechos de los pueblos y comunidades indígenas de Venezuela de acuerdo con la Constitución de Venezuela mediante la restitución de los derechos constitucionales, el desarrollo económico, la demarcación de tierras, el fortalecimiento de su identidad, de su lengua, la educación, el hábitat, entre otros. Durante el período 2005 –2007. PDVSA ha aportado 11 millones de dólares a esta misión.

Misión Sucre

Garantiza el acceso a la educación universitaria a todos los bachilleres sin cupo, así como también proporciona infraestructura para la educación superior, entre éstas, la Universidad Bolivariana de Venezuela, Núcleo Maturín. El aporte a la fecha ha sido de 784 millones de dólares, incorporando a 330.346 estudiantes. Adicional a estos aportes, PDVSA ha cedido infraestructura propia en el área Metropolitana de Caracas, que sirve de sede a instituciones como la Universidad Bolivariana de Venezuela – UBV (Edificio Chaguaramos), a la Universidad Nacional Experimental de la Fuerza Armada – UNEFA (Edificio Chuao) y al Colegio Universitario de Caracas – CUC (Edificio Sucre).

Misión Identidad

Durante el período 2003 - 2007, el aporte entregado ha sido de 45 millones de dólares, contribuyendo con el registro, control y otorgamiento de cédulas de identidad a más de cinco millones de personas.

Misiones Robinson I y II

Destinadas, en su primera etapa, a la alfabetización de la población venezolana y en su segunda etapa, a culminar estudios de primaria (6° grado), logrando “Territorio Libre de Analfabetismo”, para lo cual se han destinado 72 millones de dólares.

Misión Revolución Energética

Fue iniciada el 17 de noviembre de 2006 por el Presidente de Venezuela y está siendo ejecutada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, teniendo como objetivo fundamental generar conciencia sobre la importancia de la energía. Consiste en sustituir bombillas incandescentes, por 82 millones de bombillos ahorradores, para reducir el consumo de energía eléctrica a nivel nacional. De estos bombillos ahorradores, 15 millones fueron para la Red Mercal; cabe destacar, que esta sustitución es de manera gratuita, adicionalmente se realizó el alumbrado de la Av. Bolívar en Caracas. Desde el año 2006 hasta el año 2007, se han aportado 429 millones de dólares.

Misión Árbol

La Misión Árbol nace el 4 de junio de 2006, esta misión busca despertar en los habitantes su interés por los bosques, favorecer el equilibrio ecológico y la recuperación de espacios degradados. Durante el año 2007 PDVSA ha aportado 12 millones de dólares. Los recursos aportados han permitido la ejecución de 583 proyectos comunitarios y educativos para la producción de plantas y se logró una recolección de 25.780 semillas.





Otras Misiones

PDVSA ha aportado recursos a la Misión Ciencia (319 millones de dólares) y a la Misión Vivienda (197 millones de dólares), Misión Música (43 millones de dólares), Obras Hidráulicas (50 millones de dólares), apoyando a otros organismos del Estado a cumplir con sus fines y propósitos.

Núcleos de Desarrollo Endógeno

Durante el período 2005 – 2007, PDVSA ha asignado 232 millones de dólares, para la conformación y consolidación de los siguientes Núcleos de Desarrollo Endógeno, los cuales han permitido la transformación social, cultural y económica para que las comunidades organizadas desarrollen sus potencialidades agrícolas, industriales, turísticas, etc., mediante la ejecución de proyectos sustentables:

Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda

PDVSA efectuó aportes y donó su sede al Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda, la Antigua Planta de Llenado “Nueva Caracas”, en el oeste de Caracas. Durante 12 años esta planta estuvo inactiva a causa del aumento de la población en sus alrededores. A la fecha se han ejecutado 10 obras en este NUDE: Clínica Popular Fabricio Ojeda, Botica Popular, Producción Textil, Producción de Calzado, Sector Agrícola, Súper Mercal, Farmacia Cooperativa, Canchas Deportivas, Plaza Comunitaria, Redoma y Módulo de Información.

Desarrollo Endógeno Eje Boconoíto – Puerto Nutrias, Estado Barinas

Se inició la ejecución de diez (10) Núcleos de Desarrollo Endógeno, fortaleciendo áreas de producción sustentable, hábitat y vivienda, alimentación, educación, organización comunitarias, salud, cultura y deporte, servicios, y ciencia / tecnología, elementos que en conjunto le dan viabilidad y sustentabilidad al proyecto.

A continuación se presentan los avances y beneficios obtenidos hasta el año 2007: construcción de 1.116 viviendas, ampliación y construcción de 34 escuelas, creación e inauguración de tres (3) radios comunitarias, fortalecimiento de actividades agro-productivas en los diversos Núcleos de Desarrollo Endógeno del Eje, construcción y rehabilitación de doce (12) canchas usos múltiples, construcción de dos (2) cancha deportivas y de estadium de softbol, rehabilitación y dotación de casas de alimentación, construcción de la primera fase del centro de acopio tipo mercal, dotación de diez (10) unidades motorizadas a la policía municipal de Barinas, construcción del terminal de pasajeros de la ciudad de Barinas y construcción de 20 paradas de autobuses.

Núcleo de Desarrollo Endógeno Petroquímico

Desde el año 2006 hasta el año 2007, PDVSA realizó aportes para proyectos de desarrollos endógenos, asociados a actividades industriales en el área de la petroquímica, ubicados en el Complejo Petroquímico de El Tablazo, Municipio Miranda, Estado Zulia, así como en la Zona Industrial de Guacara, Estado Carabobo. Se han realizado los siguientes proyectos: Construcción del Campo Industrial Ana María -



Campos CIAMCA (fábrica de jeringas), Fabricación de Casas de Plástico (Petrocasa) y Escuela de Polímeros.

Núcleo de Desarrollo Endógeno Santa Inés

PDVSA impulsa en este Núcleo de Desarrollo Endógeno, ubicado en el Estado Barinas, tierra de Zamora, los siguientes aspectos en beneficio de la comunidad:

En el núcleo se constituyeron comités de salud, de educación, de tierras urbanas (se regularizó la tenencia de tierras) y mesas técnicas de agua; se llevaron a cabo talleres de organización con los Consejos Comunales y cooperativas en diversas áreas.

En materia de educación, se implementaron los huertos escolares productivos, se reacondicionaron y dotaron las unidades educativas convirtiéndolas en Escuelas Bolivarianas. Se llevó a cabo la construcción de la Aldea Universitaria, así como la instauración de un Infocentro y el acondicionamiento del Multihogar.

La salud ha sido beneficiada a través de la rehabilitación y dotación del ambulatorio Rural de Santa Inés y la construcción de un Consultorio de Asistencia Médica Integral de la Misión Barrio Adentro I, en el Sector Gallegos Pagüey. Igualmente, se llevaron a cabo operativos médicos y jornadas oftalmológicas con la Misión Milagro.

El Sistema productivo lo impulsa la Granja Integral Ezequiel Zamora, conformada por diversos componentes, entre ellos: el galpón avícola, la siembra de hortalizas, pasto de corte, y la cría de cachamas. El componente porcino, cuenta con una unidad de biodigestión para producción de biogas; lombricultivos para la producción de fertilizante orgánico; un programa de inseminación artificial para el incremento y mejoramiento del rebaño de doble propósito, así como la puesta en funcionamiento de una quesera artesanal.

La presencia de un Mercal ayuda a los produc-

tores de la zona a comercializar los excedentes de su producción.

Se han fortalecido el deporte y la cultura mediante la creación de espacios para ambos, incluyendo la rehabilitación de instalaciones, dotándolos de insumos e implementos, así como un periódico, "Santa Inés Avanza", órgano divulgativo del núcleo.

El hábitat también ha sido atendido, reemplazando ranchos por casas dignas. En el caso del urbanismo Ezequiel Zamora, éste recibió además asistencia en el área de electrificación y asfaltado.

En materia de servicios públicos se instaló un módulo de servicios PDV donde en conjunto con la distribución de combustibles y lubricantes, se prestan servicios de reparación de mecánica ligera y suministros de repuestos automotrices y agrícolas. En el acueducto de la zona se instaló un sistema de cloración de agua; se dotó de contenedores y un camión recolector de basura y se instaló el sistema de recolección de aguas servidas; se estableció un convenio con la policía rural y la Alcaldía de Zamora, para apoyo en materia de seguridad. Adicionalmente, abrió sus puertas una oficina de Banfoandes, a través de la cual se han otorgado créditos a los pequeños y medianos productores de la zona.

La vialidad, se rehabilitó, a través de un convenio con el 6° cuerpo de Ingenieros del Ejército, desde Santa Inés hasta la bifurcación de Santa Lucía. Incluye la nivelación de la calzada de rodamiento, recuperación y mejoramiento de las obras de drenaje de agua de lluvia y la colocación de la red de paradas.

Núcleo de Desarrollo Endógeno Campo de Carabobo

Tiene por objeto la rehabilitación paisajista de la Zona Monumental del Campo de Carabobo. Entre las principales actividades tenemos: Construcción de 3.550 metros lineales de caminerías de arena y construcción de galpón



(beneficiarios directos: 33 socios cooperativas de construcción).

Núcleo de Desarrollo Endógeno Madre Vieja

Promueve las actividades socio-productivas de la Parroquia Sabaneta, Municipio Alberto Arvelo Torrealba del Estado Barinas, impulsando cultivos agrícolas.

Proyecto Etanol

Hasta el año 2007, se entregaron recursos financieros a la Corporación Venezolana Agraria (CVA), por un monto de 160 millones de dólares para ser utilizados en el proyecto de producción de alcohol con fines carburantes, a partir de la caña de azúcar, previendo cubrir la demanda de etanol de PDVSA hasta el año 2010, estimada en 20 MBD.

Plan de Vialidad

Durante el período 2005 – 2007 PDVSA aportó recursos por 218 millones de dólares, para los Proyectos de Infraestructura y Vialidad, mediante la firma de diversos Convenios con Gobernaciones y Alcaldías, para la ejecución de las siguientes obras:

- Rehabilitación del tramo vial San Silvestre, San Rafael de Canagua, El Toreño Santa Lucía y el tramo ramal Santa Inés, en el Estado Barinas.
- Construcción de aceras en los Teatros de Operaciones 1 y 2 en la Dirección Sectorial de Servicios y en la División de Ingeniería del Ministerio de la Defensa.
- Rehabilitación, pavimentación y reparación de vías y puentes en los Estados Cojedes y Barinas.
- Reparación y mejora de carreteras en el Estado Bolívar.
- Ampliación del terminal aéreo del Aeropuerto de Maiquetía, para el apoyo de las misiones.
- Rehabilitación de 42 kilómetros de las vías Dos Caminos-Boro-Las Veritas-Iracurigua, Municipio Torres y Municipio Morán, del Es-

tado Lara.

- Reparación y mejoras en autopista Francisco Fajardo; autopista Prados del Este.
- Rehabilitación de la carretera troncal 17 Lara – Zulia.
- Trabajos de mantenimiento y rehabilitación de 301 kilómetros de la TO19, en el Estado Apure.
- Aporte al Plan de Vialidad 2005, para la ejecución de obras en los distintos estados y municipios en todo el territorio nacional. Recursos entregados a la Fundación Propatria, MINFRA.
- Aportes para la Autopista José Antonio Páez.

Aporte a las Comunidades

Desde el año 2001, y el año 2007, PDVSA ha aportado 1.293 millones de dólares, destinados a la atención de diferentes casos, según se especifica a continuación:

Salud: 5.734 casos atendidos

- Tratamiento de Quimioterapia y Radioterapia.
- Tratamientos Médicos.
- Cirugías Cardíacas.
- Intervenciones Quirúrgicas Traumatológicas.
- Craneotomía.
- Transplantes de Médula Ósea.
- Implantes Corcleares.

Dotación de Materiales y

Equipos: 217 casos atendidos

- Dotación de insumos médicos quirúrgicos.
- Dotación de equipos médicos de uso diario: muletas, sillas de ruedas, colchones antiescaras, férulas, etc.
- Dotación de prótesis y auxiliares auditivos.

Apoyo Institucional: 76 casos atendidos

- Becas de Equinoterapia para niños con parálisis cerebral.
- Donaciones a Entes Gubernamentales y no Gubernamentales como: Fundaciones y Asociaciones Civiles sin fines de lucro, Hospital





Luis Razetti, José Gregorio Hernández, Pérez de León, Domingo Luciani, Magallanes de Catia, José María Vargas, Hospital Militar Carlos Arvelo, Manuel Núñez Tovar, José Ignacio Baldó del Algodonal, etc. y Escuelas Bolivarianas.

- Operativos para la entrega de lentes, medicinas y juguetes.

Adicionalmente, hasta el año 2007 PDVSA ha aportado recursos financieros y apoyo con recursos humanos y logísticos, para la realización de las siguientes obras de apoyo comunitario:

- Acondicionamiento del Hospital Modelo de Mariara, Estado Carabobo.
- Electrificación de comunidades en las zonas rurales de los estados Barinas y Apure.
- Culminación del mercado de Guasdualito, Estado Apure.
- Aportes a la Asociación de Pescadores de Amuay, Estado Falcón.
- Proyecto Paseo Recreacional y Turístico Generalísimo Francisco de Miranda, Municipio Colina, Estado Falcón.
- Mejoras a la infraestructura de la Fundación del Niño del Estado Anzoátegui.
- Plan de Asfaltado, Estado Falcón.
- Apoyo al Núcleo de Desarrollo Endógeno Fabricio Ojeda, Municipio Libertador, Área Metropolitana.
- Construcción de 2 Presas de Gavianas para el Control de Sedimentos de la Microcuenca del Hospital El Algodonal.
- Acondicionamiento Círculo Militar de Caracas, Proyecto Adecuación Eléctrica, Aire Acondicionado, obras de Infraestructura del Salón Venezuela.
- Jornadas Comunitarias Moral y Luces en escuelas del Área Metropolitana, mejoras y reacondicionamiento de escuelas dotación de útiles escolares.
- Realización de 40 mega – jornadas realizadas en las regiones centro, metropolitana y occidente, donde se atendieron 123.000 personas aproximadamente.
- Donación de 4,62 millones de litros de combustibles y lubricantes.

- Adecuación de escuelas y Complejos Deportivos que generaron 78 empleos directos y 162 indirectos.
- Se culminó la adecuación de Módulo de Suministro de Aviación Caicara del Orinoco, cuyo fin es apoyar con suministros básicos transportes aeromédicos y logísticas a las Comunidades Indígenas y la Fuerza Armada en el Área Fronteriza. Contemplado en el Plan Estratégico de Desarrollo y Consolidación de sur del país.

FONDEN

La Reforma a la Ley del Banco Central de Venezuela (BCV) entró en vigencia el 20 de julio de 2005, contemplando un nuevo régimen para las transacciones de PDVSA en moneda extranjera. De acuerdo con este nuevo régimen, PDVSA sólo está obligada a vender al BCV los ingresos en moneda extranjera necesarios para satisfacer sus obligaciones en moneda local. Los montos restantes en moneda extranjera, pueden ser mantenidos por PDVSA para satisfacer las obligaciones e inversiones en moneda extranjera. Cualquier monto en exceso a lo descrito anteriormente, debe ser transferido por PDVSA al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN), ente creado por el Ejecutivo Nacional el 8 de septiembre de 2005, con el objetivo de apoyar los proyectos sociales de inversiones real productiva, la educación, la salud, la atención a situaciones especiales, y el mejoramiento del perfil y saldo de la deuda pública externa.

Desde la creación del FONDEN, PDVSA ha aportado 15.141 millones de dólares, según el siguiente detalle:

APORTES DE PDVSA AL FONDEN	
AÑOS	MMUS\$
2005	1.525
2006	6.855
2007	6.761
TOTAL APORTES PDVSA	15.141

Asimismo, el Fonden recibe recursos del BCV, de conformidad con la legislación vigente y los acuerdos en materia de política monetaria.

Los recursos totales aportados al Fonden, han sido asignados por el Ejecutivo Nacional, entre otros, a los siguientes proyectos:

PRINCIPALES PROYECTOS FINANCIADOS POR FONDEN

(MMUS\$)

	Asignado	Ejecutado 2005-2007	% Ejecución
Línea III Tramo El Valle - La Rinconada	439	376	86
Línea IV Tramo Capuchinos - Plaza Venezuela	335	244	73
Metro de Maracaibo	255	235	92
Metro de Valencia	194	146	75
Metro Los Teques	328	251	77
Sistema Vial Tercer Puente sobre el Río Orinoco	285	251	88
Cons. del Sistema Ferroviario Central "Ezequiel Zamora" Tramo: Caracas - Tuy Medio	364	339	93
Central Ezequiel Zamora Tramo: Puerto Cabello - La Encrucijada	733	672	92
Autopista Acarigua - Barquisimeto	55	43	78
Rehabilitación del Sistema Centro Occidental "Simón Bolívar"			
Tramos: Puerto Cabello - Barquisimeto y Yaritagua - Acarigua	211	50	24
Sistema Metro Cable San Agustín del Sur	57	10	18
Sistema Metro Ligero Caracas Guarenas Guatire	250	196	78
Línea V Metro Caracas Bello Monte Parque del Este	157	119	76
Línea II Metro Los Teques	235	120	51
Planta Termoeléctrica Termozulia	282	201	71
Plantas Termoeléctricas Ezequiel Zamora y Alberto Lovera	15	12	80
Consolidación de Redes de Distribución de los estados Monagas y Delta Amacuro	90	76	84
Electrificación del Estado Apure	126	126	100
Proyecto Ampliación Planta de Pequiven en Morón	441	303	69
Revolución Energética	767	766	100
Proyecto Ampliación Planta Polietileno	73	72	99
Sistema Vial Puente Mixto sobre Río Orinoco	631	574	91
Central Hidroeléctrica Macagua I	126	74	59
Planta de Concentración de Hierro	125	64	51
Empresa Siderúrgica Nacional	124	-	-
Planta de Tubos sin Costura	25	-	-
Instalación Planta Producción Rieles Vía Férrea	4	-	-
Construcción Centro de Laminación de Aluminio	130	2	2
Red Nacional de Telecomunicaciones	144	41	28
Barrio Adentro IV	382	-	-
Capitalización Banco Agrícola de Venezuela	326	326	100
Capitalización Fondo de Desarrollo Agropecuario, Pesquero, Forestal y Afines	327	327	100
Culminación Fase I Proyecto saneamiento Cuenca Río Guaire	90	36	40

(*) Información suministrada por el FONDEN.

PRINCIPALES PROYECTOS FINANCIADOS POR FONDEN

(MMUS\$)

	Asignado	Ejecutado	% Ejecución
		2005-2007	
Iniciación de Proceso de Reestructuración de la Deuda Pública	3.252	3.251	99
Inicio de la primera fase de la Construcción de Viviendas y Urbanismo del Desarrollo Habitacional Ciudad Zamora, Cúa, estado Miranda	45	25	56
8.822 Viviendas para la culminación de Obras del Programa Cierre de Ciclo	137	117	85
Construcción de nuevos desarrollos y compra de viviendas en el mercado primario para atender y reubicar los habitantes de Nueva Tacagua, Barrio Nueva Esparta, Ojo de Agua, etc, producto de la emergencia enero 2006	158	113	72
Indemnizaciones a Familias por Subsistencia en el Lago de Valencia	115	96	83
Emergencia Vaguada	87	87	100
Obras por ejecutar del INAVI para la construcción y culminación de 7.292 viviendas (Cierre de ciclo).	193	143	74
Barrio Adentro II	191	127	66
Continuación del Programa VENESAT I (Implementación del Sistema Satelital Simón Bolívar)	137	120	88
Proyectos Ministerio del Poder Popular para la Defensa	3.677	2.086	57

FONDESPA

El Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (FONDESPA), se creó en el año 2004 para cumplir los principios de vinculación adecuada de los ingresos provenientes de hidrocarburos con la economía nacional, colocando recursos petroleros al servicio del país, para construir un nuevo modelo económico que deje atrás situaciones de desigualdad.

A continuación se presenta un resumen de los aportes de PDVSA al Fondespa, durante los años 2004, 2005 y 2006:

APORTES DE PDVSA AL FONDESPA

MMUS\$

Años	Aportes Efectuados	Asignados por el Ejecutivo Nacional	Ejecución Acumulada al 2007	% de Ejecución
2004	2.000	2.000	1.874	94%
2005	2.000	2.000	1.847	92%
2006	229	229	-	-
	4.229	4.229	3.721	88%

Estos recursos han sido asignados a proyectos en las siguientes áreas:

APORTES DE PDVSA AL FONDESPA
MMUS\$

Área de Proyecto	Asignado Ejec. Nac.	Ejecutado 2004 - 2007	% Ejecución
Vialidad e Infraestructura	763	644	84
Transporte Público	1.107	1.027	93
Energía Eléctrica	806	793	98
Desarrollo Endógeno, Agroindustria y Mediana Empresa	586	559	95
Comunicaciones, Estudios y Ambiente	104	92	88
Desarrollo Agrícola Nacional	304	303	99
Industrias Básicas	32	7	22
Banca Pública	50	50	100
Defensa Nacional	231	-	-
Integración y Unidad Regional	50	50	100
Fondo de Inversión y Desarrollo Garantía Nacional	196	196	100
	4.229	3.721	88

A continuación se presenta un detalle de los proyectos en ejecución, con aportes del Fondespa, por cada área:

PROYECTOS DE VIALIDAD E INFRAESTRUCTURA

	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejecución	Ente Ejecutor
Autopista Gran Mariscal de Ayacucho, Araguaita-Higuerote	225	192	85	INVITRAMI
Vialidad Límite estado Cojedes: Dos Caminos-San Juan de los Morros	100	81	81	FONTUR
Autopista San Cristóbal-La Fría	73	59	81	IVT
Autopista Antonio José de Sucre Cumaná-Puerto La Cruz	58	41	71	SAVES
Autopista Gran Mariscal de Ayacucho (Tramo T8)	52	52	100	COVINEA
Maquinarias y/o Equipos MINFRA	99	87	88	FONTUR
Autopista José Antonio Páez	49	43	88	FUND-PROPAT.
Principales Vías Agrícolas estado Barinas	37	34	92	INTRAVIAL
Vía Expresa San Cristóbal-Ureña	27	15	56	IVT
Par Vial Morón-Boca de Aroa-Tucacas	11	10	91	INVIALFA
Canal de Navegación del Río Orinoco (Central y Oriental)	29	29	100	INC
Vía Encontrados - El Cruce	3	1	33	FONTUR
	763	644	84	



PROYECTOS DE TRANSPORTE PÚBLICO

	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejecución	Ente Ejecutor
Línea Aérea CONVIASA	59	59	100	CONVIASA
Metro Maracaibo	50	49	98	METRO MCBO
Transporte Masivo de Barquisimeto	257	257	100	TRANSBARCA
Metro Los Teques	50	50	100	M. LOS TEQUES
Continuación Obra Lineal Sistema TROLEBUS Mérida	36	32	89	TROLMERIDA
Continuación Obras Ferrocarril Caracas Tuy Medio Etapa I-II	273	272	99	IAFE
Sistema Ferroviario Tramo Puerto Cabello – La Encrucijada	50	50	100	IAFE
Rehabilitación del Sistema Ferroviario C.O. Simón Bolívar	80	80	100	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo Chaguaramas – Las Mercedes	85	75	88	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo Turén – El Baúl	40	-	-	IAFE
Proyecto Ferroviario Tramo La Encrucijada – San Francisco de Apure	120	100	83	IAFE
Modificaciones y Modernización de la Draga Guayana	7	3	43	INC
	1.107	1.027	93	



PROYECTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejecución	Ente Ejecutor
Planta de Ciclo combinado Termozulia	195	195	100	ENELVEN
Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora	140	129	92	CADAFE
Termoeléctrica Pedro Camejo	107	107	100	CADAFE
Planta de Generación Eléctrica Palavecino	55	55	100	ENELBAR
Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda (La Vueltoza)	40	40	100	CADAFE
Obras en el Área de Transmisión y Distribución de Energía	245	243	99	CADAFE
Proyectos Comunales Mesas de Energía	19	19	100	CADAFE- ENELBAR
Central Hidroeléctrica Masparro	5	5	100	CADAFE
	806	793	98	


PROYECTOS DESARROLLO ENDÓGENO, AGROINDUSTRIAL Y MEDIANA EMPRESA

	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejecución	Ente Ejecutor
Desarrollo Endógeno Patria Bolivariana	6	6	100	CORPOZULIA
Fondo de Desarrollo Metalmecánico y Agroindustrial	22	20	91	CORPOCENTRO
Construcción Planta de Cemento	85	85	100	CVG
Recursos Adicionales Misión Vuelvan Caras	188	184	98	MINEP-FONCREI
Recuperación de las Instalaciones del Fuerte Mara	10	10	100	CORPOZULIA
Adquisición de Maquinaria Iraní	52	48	92	FONCREI
Sistema de Riego Diluvio – El Palmar	58	58	100	INDER
Complejo Agroindustrial y Azucarero Ezequiel Zamora	87	84	97	CAAEZ
Complejo Azucarero Río Cojedes	18	6	33	CVA
Recursos para Empresa de Cereales y Oleaginosas	6	6	100	CVA
Recursos para la Empresa de Lácteos	2	2	100	CVA
Reactivación Aparato Productivo Región Zuliana	50	48	96	CVA
Reac. Industrial y Explotación Produc. Para Desarrollo Endógeno	2	2	100	FONCREI
	586	559	95	


PROYECTOS COMUNICACIONAL, ESTUDIOS Y AMBIENTE

	Monto Asignado	Ejecución Financiera	% Ejecución	Ente Ejecutor
Saneamiento Río Guaire	60	58	97	SAMARN
Recursos para el Proyecto VIVE TV	19	19	100	COVETEL
Exploración Geológica y Base Nacional de Datos	14	4	29	INGEOMIN
Recursos Adicionales Tele Sur	11	11	100	TELESUR
	104	92	88	



v. Convenios de Cooperación Energética



La integración energética de los pueblos de Latinoamérica y el Caribe, es planteada por el Gobierno de Venezuela, a través de Petroamérica, iniciativa enmarcada en la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA).

El ALBA es una iniciativa para unir a los países de América Latina y el Caribe en un sólo bloque económico, político y social, fundamentada en la justicia, la solidaridad, la equidad, la cooperación, la complementariedad, la voluntad común de avanzar, el desarrollo equitativo y el respeto a la soberanía y autodeterminación de los pueblos, con énfasis en el desarrollo humano y social, además del político y económico.

Petroamérica es el habilitador geopolítico orientado hacia el establecimiento de mecanismos de cooperación e integración, utilizando los recursos energéticos de las regiones del Caribe, Centroamérica y Suramérica. En Petroamérica confluyen tres iniciativas subregionales: Petrocaribe, Petroandina y Petrosur.

Petrocaribe

El objetivo de Petrocaribe es resolver las asimetrías en el acceso a recursos energéticos, por la vía de un nuevo esquema de intercambio favorable, equitativo y justo entre los países de la región caribeña, la mayoría de ellos consumidores de energía y sin el control estatal del suministro de los hidrocarburos. Está conformado por 16 países: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Granada, Guyana, Nicaragua, Jamaica, República Dominicana, San Vicente y Las Granadinas, Santa Lucía, San Cristóbal y Nieves, Surinam, Haití y Venezuela.

Petrosur

El objetivo de Petrosur es establecer mecanismos de cooperación e integración entre Brasil, Argentina, Uruguay y Venezuela, sobre la base de la complementariedad, haciendo uso justo y democrático de los recursos energéticos. Asimismo, se busca minimizar los efectos negativos que sobre los países de la región tienen los

costos de la energía mediante la disminución de los costos de las transacciones (eliminando la intermediación), el acceso a financiamiento preferencial y el aprovechamiento de las sinergias comerciales para solventar las asimetrías económicas y sociales de la región.

Petroandina

La finalidad de Petroandina es impulsar la interconexión energética y la inversión conjunta en proyectos económicos, sociales y energéticos

entre Bolivia, Ecuador, Colombia y Venezuela, apalancando el desarrollo económico y social compartido, bajo los principios de solidaridad, complementariedad y apoyo mutuo.

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.

VENTAS A PAÍSES CON ACUERDOS DE COOPERACIÓN AÑOS 2007 Y 2006

Detalle por país de destino (MBD)	2007		2006	
PETROCARIBE	Cuota	Suministro	Cuota	Suministro
Antigua y Barbuda	4,4	1,5	4,4	0,5
Belice	1,0	0,4	4,0	-
Dominica	1,0	-	1,0	-
Granada	1,0	0,2	1,0	-
Guyana	5,2	1,8	5,2	-
Haití (1)	14,0	-	7,0	-
Jamaica	23,5	24,6	23,5	22,9
Nicaragua (1)	27,0	4,7	-	-
República Dominicana	50,0	22,9	50,0	27,9
San Cristóbal y Nieves	0,7	-	0,7	-
San Vicente y Las Granadinas	1,0	0,2	1,0	1,0
Surinam	10,0	-	10,0	-
ACEC (Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas)				
Bolivia (1)	8,2	5,2	6,6	3,8
Paraguay	18,6	-	18,6	-
Uruguay	43,8	20,0	43,8	28,5
CIC (Convenio Integral de Cooperación)				
Argentina	24,7	15,3	24,7	16,8
Cuba	92,0	91,5	92,0	92,5
ASJ (Acuerdo de San José)				
Barbados	1,6	-	1,6	0,3
Costa Rica	11,0	11,0	11,0	11,0
El Salvador	1,0	1,0	1,0	1,0
Guatemala	12,0	-	12,0	4,5
Haití	6,5	0,6	6,5	6,5
Honduras	5,0	1,7	5,0	5,0
Jamaica	7,0	-	7,0	-
Nicaragua	7,1	1,3	7,1	7,1
Panamá	4,0	-	4,0	-
República Dominicana	24,8	-	24,8	-

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

ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA PETROCARIBE

Firmado el 29 de junio de 2005 entre el Ejecutivo Nacional y países caribeños. El acuerdo establece la creación de un Fondo, denominado ALBA-CARIBE, destinado al financiamiento de programas sociales y económicos, con aportes provenientes de instrumentos financieros y no financieros; contribuciones que se puedan acordar de la porción financiada de la factura petrolera y los ahorros producidos por el comercio directo.

Por otra parte, Petrocaribe mejora los beneficios establecidos en el Acuerdo de San José y en el Acuerdo de Cooperación Energética de Caracas. Asimismo, otorga facilidades a los países del Caribe de menor desarrollo relativo, sobre la base de las cuotas que se establezcan bilateralmente.

Además, ofrece plazos de financiamiento cuyo porcentaje se determinará de acuerdo al precio del barril de la cesta venezolana, en un período que variará de 17 a 25 años, los cuales incluyen dos años de gracia y la aplicación de una tasa de interés de 1%.

De igual manera, el convenio establece un sistema de compensación de deuda, que Venezuela podrá aceptar como parte de pago, a través del intercambio de bienes y servicios a precios preferenciales. Los productos que Venezuela podría adquirir son: azúcar, banano u otros.

ACUERDO DE COOPERACIÓN ENERGÉTICA DE CARACAS (ACEC)

Firmado el 19 de octubre de 2000 entre el Ejecutivo Nacional y países de Centroamérica y el Caribe. Su conformación se ha realizado en varias etapas, en virtud de la disposición del Estado de ampliar la cobertura del acuerdo a todos aquellos países que la soliciten y que reúnan las condiciones para ser beneficiarios.

En una primera etapa, el acuerdo fue suscrito por República Dominicana, Guatemala, Costa Rica, Panamá, El Salvador, Jamaica, Haití, Honduras, Nicaragua, Barbados y Belice. En etapas posteriores fue firmado por Bolivia, Paraguay y Uruguay.

Los acuerdos varían en volúmenes de suministro, en función de la 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 periodo de gracia de hasta un año y medio, y una tasa de interés anual de 2%. Este acuerdo funciona en paralelo con el de San José y como complemento del mismo.

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, los presidentes de Cuba y Venezuela suscriben un convenio en el que se comprometen a elaborar y desarrollar, de común acuerdo, proyectos y programas de cooperación. Este mecanismo establece la venta de crudo, por parte de Venezuela, de hasta 92 MBD, bajo un esquema de financia-



miento mixto de corto y largo plazo.

Bajo el Convenio Integral de Cooperación firmado entre Argentina y Venezuela, el 6 de abril de 2004, se estableció el marco general para llevar a cabo la cooperación en materia energética, el suministro anual de combustible hasta de 8 MMBls de fuel oil y de 1 MMBls de gasoil.

ACUERDO DE SAN JOSÉ (ASJ)

Creado el 03 de agosto de 1980, busca 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.

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 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% de la factura petrolera de cada país beneficiario.

TRATADO ENERGÉTICO DEL ALBA (ALBA)

El 14 de diciembre de 2004 Venezuela y la República de Cuba emitieron una declaración conjunta y el primer acuerdo para la aplicación de la Alternativa Bolivariana para los Pueblos de Nuestra América (ALBA). A partir de lo establecido en el artículo 3 de este acuerdo, el 27 y 28 de abril de 2005, ambas naciones elaboran y aprueban el Plan Estratégico para la aplicación del ALBA, quedando oficialmente constituida la iniciativa.

Un año más tarde, en abril de 2006, la República de Bolivia suscribe el mecanismo. La República de Nicaragua se adhiere en enero de 2007, mientras que en enero de 2008 lo hace la Mancomunidad de Dominica.

En abril de 2007, durante la V Cumbre del ALBA, Cuba, Bolivia, Nicaragua y Haití, firma-



ron el Tratado Energético del ALBA, que establece el suministro del 100% de la demanda de hidrocarburos de estos países por parte de Venezuela, con el financiamiento de 50% de la factura generada. Con el 50% financiado se propuso construir un fondo para dar impulso a proyectos agrícolas, la producción de alimentos, la pequeña y la mediana industria.

El objetivo principal de este tratado fue garantizar el balance de la matriz energética actual de los países signatarios, sobre la base de la construcción de una matriz energética del ALBA, basada en criterios de uso racional de la energía, búsqueda del máximo ahorro y eficiencia, así como el desarrollo de fuentes alternativas, a través de los siguientes ejes fundamentales de acción:

Petróleo: Establecimiento del Bloque del ALBA, en la Faja Petrolífera del Orinoco ubicada en Venezuela, para disponer de las reservas de petróleo que garanticen el suministro energético a los países miembros, durante los próximos 25 años.

Gas: Iniciativas que permitan el suministro de gas a los países signatarios como fuente de energía económica y menos contaminante, así como desarrollos de proyectos de sustitución de combustibles líquidos, promoción del con-



sumo doméstico, sustitución de líquidos que actualmente se utilizan en el parque de generación eléctrica y desarrollo de un parque automotor con el uso del gas vehicular.

La Energía Eléctrica: Promover la utilización de fuentes de energía primaria que estén a su disposición, así como maximizar el uso de la energía hidroeléctrica y termoeléctrica, basada en el gas y los ciclos combinados; sustitución de combustibles líquidos por gas o por otros combustibles más económicos.

Energías Alternativas: Promover el desarrollo de proyectos conjuntos y líneas de investigación para el impulso del uso de todas las energías alternativas disponibles en los territorios, tales como: la geotermia, minicentrales hidroeléctricas, energía eólica, energía solar, etc.

Ahorro de Energía: Desarrollo de programas para la sustitución de artefactos de alto consumo energético por equipos más eficientes; bombillos incandescentes por bombillos ahorradores; generadores eléctricos de alto consumo de combustibles líquidos, por sistemas a gas, de alta eficiencia y ciclos combinados. Asimismo, se ejecutarán programas de reconversión industrial para complementar las economías de los países miembros, aprovechando de manera óptima la disposición de los recursos energéticos existentes en su territorio.

PDVSA América, S.A.

El 13 de junio de 2006, la Junta Directiva de PDVSA acordó la creación de PDVSA América, S.A., a los fines de materializar y dar seguimiento a las iniciativas regionales de cooperación energética descritas, conjuntamente con el Ejecutivo Nacional, a través de los lineamientos emanados del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Las actividades previstas para la región, corresponden a todos los niveles de la cadena de valor de los hidrocarburos, además de incluir proyectos tan diversos como los asociados al sector eléctrico, agroenergético, creación de fideicomisos para el fortalecimiento de las economías locales e inversión en obras sociales, desarrollo de infraestructura energética, transferencia de tecnología, capacitación de recursos humanos para el fortalecimiento de la independencia y soberanía energética de cada nación.

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





vi. Nuevos Negocios

TE ESPERA

a Empresas de Servicios Petroleros

Alineada a las estrategias del Ejecutivo Nacional, 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.

Como parte de la política de rescate de la Soberanía Petrolera Nacional y en consideración a las estrategias complementarias nacionales y de interdependencia y solidaridad internacional, PDVSA contempla la creación de empresas proveedoras de bienes y prestadoras de servicios, las cuales apalancarán los proyectos estratégicos contemplados en el 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, así como prestación de servicios estratégicos, con el fin de lograr la plena soberanía tecnológica y productiva en dichas actividades.

En este sentido, surgen los proyectos para conformar en Venezuela asociaciones de largo plazo con empresas nacionales e internacionales, bajo la figura de Empresas de Capital Mixto (ECM), públicas y privadas, fabricantes de bienes y proveedoras de servicios en sectores estratégicos para la ejecución de los proyectos contenidos en el Plan Siembra Petrolera.

Adicionalmente, como parte de la estrategia geopolítica establecida por el Estado, a partir de marzo de 2006 se establecieron acuerdos de cooperación en materia energética entre Venezuela y las Repúblicas de Argentina, Bielorrusia, Malí, Angola, Malasia, Federación Rusa, República Islámica de Irán, República Árabe Siria, República Popular China y República Socialista de Vietnam, entre otras, donde se pre-

sentan oportunidades de acceso a tecnologías y conocimientos en áreas como ensamblaje y fabricación de taladros de perforación, plataformas Costa Afuera, embarcaciones para servicio a plataformas, tubería, entre otros; y en el sector de servicios tales como: operación y mantenimiento de taladros, servicios a pozos y sísmica.

Bajo este enfoque, PDVSA crea la Gerencia Corporativa de Empresas de Servicios Petroleros (GCESP) como ente coordinador para la conformación de las ECM, con la misión de orientar y apoyar a los diferentes negocios y filiales en el cumplimiento de las premisas estratégicas y factores motrices para la creación de estas asociaciones:

- Una demanda continua y prolongada de bienes y servicios estratégicos para el país, principalmente en aquellas áreas donde existe alta dependencia de empresas foráneas.
- Bienes y servicios no producidos en Venezuela o con insuficiencia de producción.
- Creación de empresas intensivas en capital.
- Transferencia de tecnología y conocimiento por parte de los socios extranjeros.
- Aprovechamiento de las capacidades disponibles en el sector productivo nacional.
- Diversificación de la producción con la incorporación y desarrollo de las comunidades organizadas.

Entre los objetivos estratégicos establecidos por la GCESP, destacan los siguientes:

- Identificar oportunidades para la creación de ECM con base en la demanda de bienes y servicios requeridos en los proyectos del Plan Siembra Petrolera.
- Impulsar con los negocios y filiales la creación de ECM para ensamblaje y fabricación de bienes y prestación de servicios, bajo el enfoque socialista.
- Generar sinergia con países aliados, así como con el sector productivo nacional y el entorno, para impulsar la transferencia y desarrollo de nuevas tecnologías.





- Apalancar el desarrollo de la cadena de suministro de las ECM, asegurando espacio para la participación y desarrollo del sector productivo nacional.
- Maximizar el suministro de bienes y servicios petroleros mediante la eficiente operación de las ECM creadas.
- Insertar las ECM en el mercado internacional a través de la exportación de bienes y servicios petroleros a países hermanos.

Principales logros:

- Se coordinó el proceso integral de conformación de las ECM para el ensamblaje y fabricación de bienes y prestación de servicios asociados a las operaciones de los negocios de Exploración y Producción, Comercio y Suministro y de las filiales CVP y Bariven, participando en las etapas de visualización y conceptualización de las ECM. Las ECM que se adscribirán a la División de Hidrocarburos de PDVSA Industrial, se dedicarán al ensamblaje y fabricación de taladros de perforación, plataformas Costa Afuera y embarcaciones para servicio a plataformas; fabricación de tubería de grandes y pequeños diámetros, turbinas y partes, bombas electrosumergibles, y equipos para GNV (compresores y dispensadores, cilindros, dispositivos de conversión, vehículos y motores a gas). Adicionalmente,
- las ECM que se adscribirán a la División Eléctrica de PDVSA Industrial, fabricarán bombillos ahorradores y transformadores de distribución. Por otra parte, las ECM que estarán adscritas PDVSA Servicios, realizarán operaciones y mantenimiento de taladros, servicio de sísmica y servicios a pozos: cementación y estimulación, registros eléctricos y fluidos de perforación.
- Se completaron las etapas de visualización y conceptualización de los proyectos de conformación de ECM a estar adscritas a la división hogar de PDVSA Industrial. Con ellas se logrará el ensamblaje y fabricación de muebles, electrodomésticos y confección de textiles y calzados, identificando oportunidades para el desarrollo de comunidades organizadas.
- Se participó en las diferentes negociaciones que se venían adelantando por los negocios y filiales, donde se asesoró en la elaboración de modelos de documentos de tipo legal (Estatutos Sociales y Convenios de Asociación) para la constitución de las ECM, con base en el marco jurídico vigente, y en los aspectos fundamentales de los análisis de factibilidad económico – financiera, los cuales facilitaron la negociación para la asociación con las empresas extranjeras poseedoras de la tecnología en las áreas estratégicas identificadas.

- Se diseñó el proceso y se elaboró el Procedimiento de Convocatoria para la incorporación del Sector Productivo Nacional como socio potencial de las ECM a ser creadas; adicionalmente, se identificaron oportunidades para el desarrollo de empresas de carácter asociativo y PyME's en la cadena de suministro de las ECM a ser conformadas.
- Se coordinó la realización de la “Expo Feria Belarús 2007”, en la cual se afianzaron los lazos de hermandad y de relaciones comerciales entre Venezuela y Belarús. Fueron expuestos aproximadamente 1.200 productos fabricados en ese país, identificando oportunidades de nuevos negocios y/o alianzas comerciales en pro del desarrollo tecnológico de Venezuela.
- Se realizó el diagnóstico de situación del Parque “La Petrolia”, ubicado en el Edo. Táchira, como parte de propuesta para la creación del Museo del Petróleo en Venezuela.

Para finales del año 2007, PDVSA crea las filiales PDVSA Industrial y PDVSA Servicios, a las cuales estarán adscritas las ECM fabricantes de bienes y prestadoras de servicios creadas o en proceso de conformación. Estas filiales deberán garantizar la eficiente y efectiva operación de cada una de las empresas así como el cumplimiento de las premisas para las cuales están siendo creadas.

PDVSA Industrial:

Esta filial constituida en el cuarto trimestre de 2007, tendrá como objetivo general desarrollar la capacidad industrial del país suministrando a los sectores de hidrocarburos, eléctrico, hogar y otros, bienes de fabricación nacional con altos estándares de calidad, seguridad y cultura ambiental. Se garantiza así la innovación y sustentabilidad con el mayor porcentaje de valor agregado nacional (VAN), aplicando los principios de eficiencia, eficacia y transparencia en la gestión. Además, se asegura la soberanía tecnológica, contribuyendo a la eliminación de la pobreza de nuestro pueblo y apoyando las actividades productivas petroleras y no petroleras nacionales, así como la posterior exportación que contribuya a estimular y promover la integración bajo el nuevo modelo geopolítico internacional.

tación que contribuya a estimular y promover la integración bajo el nuevo modelo geopolítico internacional.

Dentro de su alcance está promover y participar en el desarrollo de un tejido industrial nacional mediante la creación de las ECM y de Parques Industriales que soportan las actividades de toda la cadena de valor de PDVSA y sus filiales, reduciendo la dependencia de fuentes de suministro externas o monopólicas para equipos críticos.

Como principios organizacionales tiene definidos:

- Promover la soberanía tecnológica como uno de los pilares fundamentales de la política nacional.
- Desarrollo de industrias proveedoras de insumos y equipos necesarios para el país, fortaleciendo la industria venezolana.
- Optimización estructural, que se traduce en términos de eficiencia y productividad.
- Promover el desarrollo de productos de alta calidad, mejorando los ya existentes bajo los mayores estándares a nivel mundial.
- Transparencia en el uso de los recursos y rendición de cuentas.
- Desarrollar los negocios de acuerdo al nuevo marco legal que regirá a las ECM.
- Fortalecimiento de los convenios suscritos y patrocinio de los potenciales, mediante el mantenimiento de una política dirigida al desarrollo de las industrias y al incremento del valor agregado e innovación de los productos entre los países miembros de dichos convenios y acuerdos.
- Asegurar el desarrollo integral del trabajador, su grupo familiar y comunidades vecinas en lo referente a educación, vivienda, salud y esparcimiento, bajo los principios de solidaridad y cooperación.

Impacto:

- Formación de 24 ECM del Estado, para la fabricación de bienes críticos en las opera-



- ciones del sector hidrocarburos, eléctrico y hogar.
- Generación de 9.870 empleos directos.
 - Creación y consolidación del nuevo modelo productivo alineado con la visión socialista de producción y abastecimiento de los mercados locales e internacionales.
 - Proceso de industrialización que incorpora el factor ambiental como variable de primer orden.
 - Disminución de importación de equipos y componentes fabricables en el país.
 - Apalancamiento del desarrollo urbano de las zonas de impacto de PDVSA Industrial y sus ECM a lo largo del territorio venezolano.
 - Fortalecimiento de la capacidad productiva acorde a la demanda potencial de insumos provocada por el crecimiento demográfico.
 - Redireccionamiento de recursos financieros y capital humano hacia el sector industrial y productivo.
 - Formación de trabajadores en las competencias exigidas y requeridas con altos valores éticos, morales y de responsabilidad social, lo que le permitirá integrarse y comprometerse con las comunidades como un actor de los cambios sociales.
 - Satisfacer las necesidades del pueblo venezolano, elaborando productos que cumplan con las normas, procedimientos, metodologías, diseños, programas y planes, que permitan contribuir con los programas y planes del país.
 - Mayor control en los procesos de calidad de productos y equipos, generando tecnologías propias e innovadoras de productos.

PRINCIPALES PROYECTOS

HIDROCARBUROS

EMPRESAS TURBINAS A GAS

EMPRESA MIXTA INDUSTRIA CHINO VENEZOLANA DE TALADROS

EMPRESA MIXTA DE PLATAFORMAS Y BARCOS

EMPRESA MIXTA DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

EMPRESA MIXTA TUBERÍAS DE LÍNEA GRANDES DIÁMETROS

EMPRESA MIXTA TUBERÍAS DE LÍNEA PEQUEÑOS DIÁMETROS

EMPRESA MIXTA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO Y PRODUCCIÓN

EMPRESA MIXTA GAS NATURAL VEHICULAR (GNV)

EMPRESA MIXTA DE MECHAS DE PERFORACIÓN

EMPRESA MIXTA DE RECIPIENTES DE PRESIÓN

EMPRESA MIXTA DE PIEZAS FORJADAS

EMPRESA MIXTA DE ACEROS ESPECIALES

EMPRESA MIXTA DE CABILLAS DE SUCCIÓN

EMPRESA ESTATAL DE ORIMATITA

EMPRESA TURBOCOMPRESORES

HOGAR

EMPRESA MIXTA DE FABRICACIÓN DE MUEBLES

EMPRESA MIXTA DE ELECTRODOMÉSTICOS

EMPRESA MIXTA DE TEXTILES Y CALZADOS

EMPRESA ESTATAL DE TABLONES PARA CONSTRUCCIÓN

ELÉCTRICO

EMPRESA ESTATAL DE RECUPERACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

EMPRESA ESTATAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

EMPRESA ESTATAL DE ENSAMBLE DE CONTADORES DE ENERGÍA

EMPRESA MIXTA DE FABRICACIÓN DE GRUPOS ELECTRÓGENOS PARA GENERACIÓN CON FUEL-OIL

EMPRESA MIXTA DE BOMBILLOS AHORRADORES





PDVSA Servicios

Esta filial creada en el cuarto trimestre de 2007, tiene como objetivo general suministrar servicios especializados en los negocios petroleros de Exploración y Producción, tales como: operación y mantenimiento de taladros, registros eléctricos, sísmica, fluidos de perforación, cementación y estimulación, además de otros servicios conexos, dirigidos a empresas nacionales e internacionales del sector, con altos estándares de calidad, seguridad, cultura ambiental, competitividad, sustentabilidad e innovación, para promover la consolidación de la soberanía tecnológica, incrementando el Valor Agregado Nacional (VAN), aplicando principios éticos y morales que satisfagan las necesidades humanas de nuestro pueblo, potenciando el Plan Nacional de Desarrollo Económico y Social de la nación.

Como principios organizacionales tiene definidos los siguientes:

- Gobernabilidad y participación.
- Transparencia en el uso de los recursos y rendición de cuentas.
- Optimización estructural, que se traduce en términos de eficiencia y productividad.

- Funcionamiento bajo las premisas de confiabilidad operacional, cultura ambiental, resguardo de la seguridad, altos estándares de calidad y certificación del personal, equipos y herramientas.
- Alinear las estrategias con el plan de desarrollo nacional, con el fin de asegurar que las ECM constituidas sean eficazmente distribuidas de manera equitativa y en beneficio del colectivo social.
- Desarrollar los negocios de acuerdo al nuevo marco legal que regirá las ECM.
- Fortalecimiento de los convenios suscritos y el patrocinio de los potenciales, mediante el mantenimiento de una política dirigida a la prestación de servicios especializados en operaciones de perforación, y dirigida al incremento del valor agregado e innovación de los productos entre los países miembros de dichos convenios y acuerdos.
- Alta conciencia de soberanía productiva y fomento de participación del capital nacional.
- Compromiso con el pueblo.

De este plan, estructurado en el año 2007 se logró crear en asociación con la República de Belarús, la ECM "Sísmica Bielovenzolana S.A", quien prestará el servicio de sísmica.





Empresas de Producción Social

El Programa de Empresas de Producción Social (EPS) de PDVSA fue aprobado por Junta Directiva en octubre de 2005, contenido en el Plan Siembra Petrolera como elemento medular del nuevo modelo económico y social del país para ser aplicado en todas las contrataciones de bienes, obras y servicios. Este, se enmarca en seis directrices:

1. Registro de Empresas de Producción Social (REPS).
2. Oferta Social.
3. Fondo Social.
4. Financiamiento a las EPS.
5. Promoción, desarrollo y acompañamiento de las EPS.
6. Proyectos de estímulo al Desarrollo de las Capacidades Nacionales.

1. El Registro de Empresas de Producción Social (REPS) tiene como finalidad recibir, organizar y centralizar información de las empresas que deciden adscribirse al Programa EPS, con el compromiso de responsabilidad social donde las mismas optan para ser proveedores de PDVSA.

Para los inicios del Programa EPS y hasta finales del año 2006 se contabilizaron 2.073 empresas productivas. Para el cierre del año 2007, se reportó la cantidad de 4.593 empresas productivas para conformar un universo de proveedores conformado por Empresas Producción Social (EPS) y Empresas Promotoras de Empresas de Producción Social (EPEPS), de 6.666 empresas aptas e inscritas formalmente para ser consideradas en los procesos licitatorios de PDVSA. De este número de empresas el 54% (3.606) corresponde a EPEPS encargadas de apalancar y transferir procesos tecnológicos de las actividades medulares de la industria, a través del acompañamiento a EPS, requisito indispensable para la participación en procesos licitatorios. El 46% (3.060) restan-

te corresponde a EPS; reconocidas por su carácter social; en ellas no existe la discriminación social por el trabajo, ni los privilegios asociados a la posición jerárquica, sino que mantiene una igualdad sustantiva entre sus integrantes, basada en la planificación participativa y protagónica bajo régimen de propiedad estatal, colectiva o la combinación de ambas.

La distribución geográfica de las 3.060 EPS inscritas en el período 2006-2007, está constituida por 1.310 EPS en la región occidental integrada por los estados: Apure, Barinas, Cojedes, Falcón, Mérida, Portuguesa, Táchira, Trujillo y Zulia. 658 EPS en la región central cuyos estados son: Aragua, Carabobo, Distrito Capital, Lara, Miranda, Vargas, Guárico, Yaracuy y dependencia federal; y 1.092 EPS en la región oriental con los estados: Amazonas, Anzoátegui, Bolívar, Delta Amacuro, Monagas, Nueva Esparta y Sucre. En cuanto a las 3.606 EPEPS, la distribución es la siguiente: 1.461 en la región occidental, 1.211 en la región central y 934 en la región oriental.

2. El aporte por concepto de Oferta Social del programa de EPS ha sido ponderado de acuerdo al monto del contrato y ubicado en una escala a la cual se le ha asignado un porcentaje que va entre un 2% hasta un 5%. Para el año 2007 la aplicación de la Oferta Social ascendió a la cifra de 213 mi-

llones de dólares distribuidos en cinco (5) rubros representativos y de impacto social que son: educación 94 millones de dólares, infraestructura 38 millones de dólares., salud 34 millones de dólares, enseres domésticos 46 millones de dólares y Vialidad 1 millón de dólares, donde se destaca que más del 90% de las ofertas sociales está dirigido a bienes, y el resto corresponde a obras y servicios.

3. El Fondo Social se construye con los aportes provenientes de las empresas del programa de EPS a las que se les otorgan la buena pro de un determinado proceso de licitación. Estos aportes están destinados a desarrollar proyectos en las comunidades y son calculados con base en un porcentaje del monto de la contratación, fijado en el pliego de licitación.

El Fondo Social se implantó a partir de septiembre de 2006, recaudando al cierre de ese año 5 millones de dólares de las EPS y 15 millones de dólares de las EPEPS. Al término del año 2007 los aportes acumulados por concepto de este fondo fueron de 24 millones de dólares para EPS y 178 millones de dólares de EPEPS, haciendo un total acumulado desde el 2006 al 2007 de 222 millones de dólares.

Durante el 2007 se aprobó que el Fondo Social sea administrado bajo la figura de un fideicomiso constituido en el Banco del Tesoro, distribuido de la siguiente forma: 60% para Desarrollo Endógeno, 20% para la Misión Ribas Productiva y 20% para construcción de viviendas.

4. El Fondo de Financiamiento es una herramienta para el desarrollo de las EPS por vía de préstamos en condiciones especiales para sostener su actividad económica por medio de la adquisición de infraestructura, bienes, apoyo tecnológico, capital de trabajo y capacitación del recurso



humano para mejorar su eficiencia operacional contando así con un mecanismo efectivo de financiamiento y soporte.

Al cierre de 2007, se aprobó el financiamiento de 10 Proyectos de EPS por un monto de 3 millones de dólares para actividades como: la fabricación de piezas metalmecánicas, fabricación y mantenimiento de mandriles utilizados en el levantamiento artificial por gas, servicios de reparación y mantenimiento a unidades propulsadas y no propulsadas, mantenimiento de gabarras y unidades flotantes; todas éstas entre las más resaltantes.

5. Desde el inicio del Programa EPS se ha comprendido que el elemento clave para apoyar esta nueva modalidad de empresas, es la Promoción, desarrollo y acompañamiento de las EPS que permite la transferencia de conocimientos y tecnología desde las empresas de alta complejidad a las de baja complejidad.

El año 2007 mostró que los procesos de formación estuvieron concentrados en las capacitaciones técnicas-económicas y socio-organizativas, a las empresas del Programa EPS. Con respecto al proceso de acompañamiento, PDVSA ha invertido 12.409 Horas Hombre en 617 EPS.

6. 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.
- **Industria naval.** Se elaboraron especificaciones para la construcción en el país de buques para suministro y apoyo a plataformas Costa Afuera; almacenaje temprano



no de gas y compresión de gas licuado; se hicieron propuestas para la construcción de nuevos astilleros en el país para satisfacer la demanda de construcción y mantenimiento de buques requeridos para los Proyectos del Plan Siembra Petrolera; preparación de planes de adiestramiento para el personal tanto de los astilleros, institutos educativos técnicos y artesanales, talleres navales nacionales, como de la tripulación de los buques, lo que impulsará la creación y formación de nuevas EPS. Del estudio realizado se identificó en la industria naval, la siguiente demanda: construcción de veinticinco (25) buques de apoyo, dos (2) astilleros de operación y mantenimiento de buques, nueve (9) diques flotantes y ocho (8) buques de manejo de anclas.

- **En insumos químicos para exploración y producción.** Fueron definidas oportunidades en tres proyectos: taponamiento por asfáltenos; incrustaciones y corrosión, y formación de emulsiones. Promoción y acompañamiento a cinco (5) EPS y cuatro (4) Promotoras de EPS para transferencia de ocho (8) productos tecnológicos de Intevep (Inteflow® Endrill®, Intebios®, Biorize®, Intav®, Greenoil®, Intecarb® y Multigel®)
- **Plataforma venezolana.** Se firmaron Memoranda de Entendimiento para la discusión y posterior formación de consorcios



de capital mixto con PDVSA, para la fabricación y construcción de plataformas de acero y concreto, e inclusión de las cooperativas y EPS en el estudio para evaluar y cuantificar las capacidades nacionales y la participación nacional de Proyectos Gasíferos en Venezuela.

- **En cuanto al proyecto Pozo Venezolano.** Se establecieron mesas técnicas de trabajo entre PDVSA y representantes empresariales del sector de bienes y servicios petroleros para la identificación de áreas prioritarias de desarrollo. En el Distrito Social Apure, se hizo la sustitución de equipos de flotación, utilizados en los revestidores.
- **Iniciativas de industrialización de los hidrocarburos sector plástico.** Se continuó trabajo de integración con representantes de Asociación Venezolana de Industrias Plásticas (AVIPLA), Asociación Venezolana de la Industria Química y Petroquímica (ASOQUIM), Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN), Corporación Americana de Resinas C.A. (CORAMER), Ministerio de Industrias Ligeras y Comercio (MILCO), Ministerio de Ciencia y Tecnología (MCT) y PDVSA, para definir los planes estratégi-

cos y de acción para la activación del Centro Nacional del Plástico y del Caucho como plataforma para el desarrollo del Plan Nacional del Plástico. Igualmente, se apoyó y asesoró a empresas interesadas en desarrollar la transformación de polímeros en bienes terminados.

- **Planta de recuperación de aceites lubricantes usados:** finalizado proceso de selección de tecnologías para recuperar bases lubricantes API Grupo I y II y culminada Fase I de estudio piloto de fuente de generación de aceites usados en el Municipio Guaicaipuro.

Entre otras actividades que se fomentan dentro del Programa de EPS, se destacan:

- Las Ruedas de Negocios que consisten en dar a conocer la demanda de bienes, obras y servicios del sector público, la cual forma parte de los Planes Excepcionales de Compras del Estado, dando la oportunidad a PyMI's, cooperativas, cooperativas apegadas al Programa EPS y empresas alternativas apegadas al Programa de EPS a manifestar su interés de participar en los procesos de contratación.

De las Ruedas de Negocios realizadas en Caracas, Puerto Ordaz, Puerto La Cruz y Ciudad Ojeda se registraron 294 procesos a contratar por PDVSA, equivalentes a 391 millones de dólares que representa el 69% de total de la demanda del país.

La Misión Ribas Productiva tiene su punto de integración con el marco del Programa de EPS de PDVSA. Desde marzo del 2007, se han iniciado macro y mini-proyectos que contemplan ampliar niveles de participación con resultados a corto y largo plazo. Los objetivos contemplados para la Misión Ribas Productiva son:

- Fortalecer y mejorar la Misión Ribas para que sea un instrumento de transición política,



económica y social, rumbo al Socialismo del Siglo XXI.

- Impulsar y fortalecer la consolidación de Redes Productivas Comunitarias.
- Incorporar los contenidos programáticos de la estructura de Orientación Laboral dentro del plan de estudio de la Misión Ribas.

Con el fin de promover proyectos socio-productivos con los vencedores de acuerdo a las necesidades, potencialidades y vocaciones de las comunidades se crearon seis (6) macro proyectos, distribuidos por bloques geográficos, que contribuyen al desarrollo endógeno integral:

1. Construcción de viviendas, terminación y puesta en marcha de la planta procesadora de desechos sólidos y la recuperación de 500 hectáreas para la siembra de cacao, en el Estado Miranda.
2. Construcción de viviendas, desarrollo agropecuario y desarrollo artesanal, en el estado Zulia.
3. Proyecto náutico y pesquero, astilleros La Guaira, en el estado Vargas.
4. Producción de ganado bufalino y construcción de viviendas del Delta del Orinoco.
5. Producción de ganado bufalino y construcción de viviendas en Mata de los Indios, Monagas.
6. Desarrollos agrícolas múltiples: Apure, Guárico, Barinas, Anzoátegui, Sucre y Monagas.

A partir de estos macroproyectos se despliegan hasta la fecha un total de 136 de proyectos con un monto estimado de 6 millones de dólares, correspondientes a 136 cooperativas, con capacidad de generar 1.384 y 1.484 empleos directos e indirectos respectivamente, en donde el 50% de ellos son vencedores egresados de la Misión Ribas.

La gestión de la Misión Ribas Productiva para el año 2007, ascendió al número de 123 Cooperativas destinadas a desarrollar actividades comerciales de diversa índole, las cuales han generado un total de 1.084 empleos directos, de los cuales el 65% (706) son vencedores insertados en oficios de interés.

Es de hacer notar que el 37% de estos proyectos están destinados al mejoramiento de los eslabones de la cadena de valor de los rubros agroalimentarios y agroenergéticos indispensables para los venezolanos, por lo que se encuentran alineados con los objetivos de la nueva filial PDVSA Agrícola. Esta articulación permite destacar la posibilidad de inserción de vencedores en los proyectos sustentables de producción de materias primas de esta filial como por ejemplo: desarrollo de caña de azúcar, palma aceitera, soya, maíz, leguminosas, entre otros.

La Misión Ribas Técnica está dirigida a identificar y promover oportunidades de adiestramiento para el trabajo y empleo de los vencedores egresados de la Misión Ribas, a fin de elevar las condiciones sociales y económicas de sus familias. En agosto de 2007 nace la Misión Ribas Técnica, con el objeto de llevar a cabo la formación de técnicos medios en actividades petroleras y gasíferas, esta preparación está dirigida principalmente a los vencedores y vencedores egresados de la Misión Ribas, tendrá una duración de cuatro (04) semestres y recibirán un título equivalente a técnico medio en actividades tales como perforación, producción de crudo y gas, soldadura, mantenimiento mecánico, electro-instrumentación y refinación, en una primera fase que se iniciará el 21-04-2008. En una segunda fase se desarrollarán las especialidades de transporte y distribución de gas, operaciones de GLP, petroquímica, construcción civil, operaciones agrícola, construcción naval y mecánica automotriz. Los componentes curriculares incluyen, formación socio productivo tecnológico, formación general y formación socio política. La actividad está siendo coordinada entre las GCEPS, GREPS, RRHH y la Misión Ribas.

Empresas del Sector Agrícola

PDVSA Agrícola, S.A.

A partir del tercer trimestre de 2007 se autoriza a PDVSA la creación de la nueva filial PDVSA Agrícola, con la misión de impulsar el desa-



rollo endógeno y territorial del país, mediante la producción agroalimentaria y agroenergética en un 25% de los requerimientos nacionales, así como el apoyo a la ejecución del “Plan Siembra Petrolera”, en el área Agrícola. PDVSA Agrícola se propone ejecutar proyectos estratégicos y estructurantes, totalmente armonizados con el ambiente y desarrollados en una red de cadenas productivas que integran la producción primaria y el procesamiento industrial hasta el consumidor final. Los proyectos principales son la producción de carnes, leche, aceite comestible, alimentos balanceados, leguminosas, semillas certificadas, alcoholes, NUDES y los proyectos de PDVSA en el área agroindustrial.

Como objetivo general PDVSA Agrícola tiene definido la producción primaria, el procesamiento agroindustrial y la comercialización de rubros agroalimentarios y agroenergéticos, usando la cultura organizacional para la formulación, implantación y operación de proyectos articulados en un Plan de Negocios estructurado para el desarrollo progresivo de complejos agroindustriales interconectados en cadenas productivas, desde la producción primaria hasta los productos terminados.

Como principios organizacionales tiene definido

- Desarrollar la producción agrícola nacional (animal y vegetal) en un 25% de los rubros estratégicos del país (carne, leche, grasas, oleaginosas, entre otros) aportando 2.257.439 toneladas de alimentos al año.
- Implantación y puesta en operación de 14 complejos agroindustriales de derivados y 59 centros de servicios de apoyo a la agroindustria nacional, localizadas en los ejes Norte Llanero, Apure-Orinoco y Faja Petrolífera del Orinoco.
- Incorporación de 10.000 técnicos medios agrícolas de la Misión Ribas Productiva como empleos directos e integrados en cooperativas o EPS comunitarias, orientadas a potenciar el desarrollo agroindustrial rural como

fuentes generadoras de bienes y servicios para la nueva agricultura del País.

- Satisfacer la necesidad alimentaria de la población con la incorporación del 25% de la producción nacional a la red de comercialización de PDVAL.
- Adquirir todo el equipamiento tecnológico, industrial, agrícola, de infraestructura rural e investigación, requerido en el Plan de Negocios 2007-2012.
- Consolidar la filial con la captación, la selección y el desarrollo de un recurso humano altamente comprometido con el país, con valores éticos y solvencia moral para la ejecución de las actividades propuestas.

Impacto alcanzado a la fecha

- Durante el ciclo de siembra 2006-2007, se sembraron 1.250 hectáreas de semilleros en los estados Trujillo, Barinas, Portuguesa, Cojedes y Monagas.
- Se adquirieron 1.089 hectáreas de terreno para la construcción de los complejos agroindustriales de derivados de caña y el desarrollo agrícola de los polígonos del primer nivel.
- Se seleccionaron y esta en proceso la organización de 2.500 pequeños y medianos productores.
- Se contrataron y actualmente se están fabricando los equipos de las cuatro primeras plantas comerciales de producción de alcoholes mediante convenios con Brasil y Cuba.
- Contratación de la construcción de los cuatro primeros complejos agroindustriales de derivados de caña a la empresa constructora del Alba.
- Inicio del movimiento de tierra en los polígonos del primer nivel ubicados en Barinas, Portuguesa, Cojedes y Trujillo.
- Continuación de la construcción de dos centrales azucareras en Cojedes y Monagas.





vii. Empresas del Sector Eléctrico

En el año 2007 se inició la reorganización del sector eléctrico nacional con la finalidad de mejorar la calidad del servicio en todo el país, maximizar la eficiencia en el uso de las fuentes primarias de producción de energía y en la operación del sistema y redistribuir las cargas y funciones de las actuales operadoras del sector.

Se crea la sociedad anónima Corporación Eléctrica Nacional S.A, adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctricas cuyo capital social de la Corporación Eléctrica Nacional S.A., será determinado y suscrito en un 75% por Venezuela, a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y en un 25% por PDVSA.

En el Decreto-Ley N° 5.330 de fecha 31-07-07 se ordena a la República, PDVSA y a la Corporación Venezolana de Guayana a transferir las acciones que posean de empresas Eléctricas Públicas a la Corporación Eléctrica Nacional, S.A, empresas que pasarán a ser filiales y serán adscritas al Ministerio antes referido.

En un plazo de 3 años a partir de la publicación del referido decreto, las siguientes empresas deberán fusionarse en una persona jurídica única: Energía Eléctrica de Venezuela, S.A. (ENELVEN), Empresa Nacional de Generación, C.A. (ENAGEN), Compañía de Administración y Fomento Eléctrico, S.A. (CADAFE), CVG Electrificación del Caroní, C.A. (CVG, EDELCA), Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago, C.A. (ENELCO), Energía Eléctrica de Barquisimeto, S.A.(ENELBAR), Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta, C.A. (SENECA), así como las empresas filiales de la Corporación Eléctrica Nacional, S.A.

Todas aquellas empresas privadas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como, aquellas empresas filiales o afiliadas a éstas que a la fecha de entrada en vigencia del decreto se encuentran en proceso de adquisición por parte del Estado, intervenidas administrativa o jurídicamente, o cualquiera que el Estado decida adquirir deberán cumplir con lo dispuesto en los párrafos anteriores.

La Corporación podrá crear mediante Asamblea de Accionistas nuevas empresas, con el fin de transferir una o todas las actividades encomendadas a ésta, en el presente Decreto, con lo que se transformará en una casa matriz rectora de las operadoras.

Dada la importancia que tiene el servicio eléctrico para el desarrollo del país, el bienestar social, y en vista de que su regulación y prestación excede el ámbito municipal y estatal, las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica no estarán sujetas al pago de tributos estatales y municipales.

Todas aquellas ventas de bienes y prestaciones de servicios que se realicen entre las diferentes empresas eléctricas no están sujetas a gravamen, según la Ley de Impuesto al Valor Agregado.

A continuación se presenta 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 oferta pública para adquirir hasta 17,86% de las acciones restantes en circulación de la EDC, por el equivalente en bolívares de \$0,2734 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 oferta en los Estados Unidos de América, 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 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 Memorandum 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 (CALIFE) de Puerto Cabello, por 55 millones de dólares.





viii. Litigios y otros reclamos

En fecha 25 de junio de 2007, la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia (TSJ) declaró inadmisibles el recurso de revisión interpuesto por la representación judicial de PDVSA Petróleo, S.A. en contra de la decisión de fecha 16 de febrero de 2006 de la Sala Político Administrativa del TSJ, que declara sin lugar la apelación interpuesta por PDVSA Petróleo, S.A. 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 839 millones de dólares. Al 31 de diciembre de 2007, la provisión para litigios y otros reclamos incluye 839 millones de dólares por este concepto.

En fecha 30 de julio de 2007, el Tribunal 9° Superior de lo Contencioso Tributario, dictó sentencia respecto a un recurso interpuesto por PDVSA Petróleo, S.A. contra actas de reparo emitidas por la Administración Tributaria, en las que se objeta la deducibilidad del aporte efectuado, de conformidad con el artículo 6 de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH). 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 TSJ. Al 31 de diciem-

bre de 2007, la provisión para litigios y otros reclamos incluye 338 millones de dólares por este concepto.

El 25 de julio de 2007, la Compañía efectuó un pago de 110 millones de dólares a favor de New Brunswick Power Corporation (“NB Power”) por concepto de un acuerdo extra-judicial entre las partes, mediante el cual se finaliza definitivamente el reclamo iniciado en septiembre de 2005, donde la empresa New Brunswick Power Corporation (“NB Power”) introdujo una demanda en una corte de Canadá y una solicitud de arbitraje ante el Consejo Internacional de Resolución de Disputas de la Asociación Americana de Arbitraje de New York, en contra de PDVSA, Bitúmenes Orinoco, S.A. (BITOR) y la República Bolivariana de Venezuela, alegando entre otras cosas el incumplimiento de un supuesto contrato de suministro de Orimulsión®. Dichos procedimientos fueron suspendidos hasta que la Corte Federal de New York se pronuncie sobre una petición de PDVSA y BITOR relativa a la existencia o no del Contrato. NB Power, reclama la indemnización de daños por CAD2.000 millones (dólares canadienses).

En febrero de 2002, LYONDELL-CITGO interpuso una demanda contra PDVSA y PDVSA Petróleo, S.A. en una corte distrital en los Estados Unidos de América, ubicada en el Distrito Sur de Nueva York. LYONDELL-CITGO alegó que PDVSA y PDVSA Petróleo, S.A. erróneamente declararon casos de fuerza mayor y redujeron envíos de petróleo crudo extra pesado a LYONDELL-CITGO. LYONDELL-CITGO solicitó la indemnización por daños y perjuicios por supuestos hechos de incumplimiento del convenio de suministro de petróleo crudo entre LYONDELL-CITGO y Lagoven (poste-

riormente fusionada en PDVSA Petróleo, S.A.), y el convenio de suministro suplementario entre LYONDELL-CITGO y PDVSA; ambos acuerdos de fecha 5 de mayo de 1993. En julio de 2006, LYONDELL-CITGO Y PDVSA anunciaron el fin del litigio referido al acuerdo de suministro. En marzo de 2006 CITGO pagó a Lyondell Chemical Company (accionista mayoritario de LYONDELL-CITGO) 80 millones de dólares para el finiquito de todas las reclamaciones existentes.

La Compañía está involucrada en otros reclamos y acciones de orden legal en el curso normal de sus operaciones por 3.500 millones de dólares. En opinión de la gerencia y sus asesores legales, la disposición final de estos reclamos no tendrá un efecto material adverso sobre la posición financiera de la Compañía, resultados de sus operaciones o su liquidez.

Con base en el análisis de la información disponible, se incluye en acumulaciones y otros pasivos una provisión, al 31 de diciembre de 2007 y 2006, por 1.810 millones de dólares y 860 millones de dólares, respectivamente. Si las demandas y reclamos conocidos se resolvieran de una manera adversa para la Compañía en montos mayores que los acumulados, entonces estos resultados podrían tener un efecto material adverso sobre los resultados de estas operaciones. A pesar que no es posible predecir el resultado, la gerencia, basada en parte en la recomendación de sus asesores legales, no considera que sea probable que pérdidas asociadas con los mencionados procedimientos legales, que excedan los estimados ya reconocidos, generen montos importantes para la situación financiera de la Compañía o en los resultados de sus operaciones.



IX. Análisis Operacional y Financiero

1 Resumen Ejecutivo

Los resultados financieros consolidados de PDVSA dependen, básicamente, del volumen de producción 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 Organización de Países Exportadores de Petróleo (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 re-

corte estratégico de 138 MBD, quedando Venezuela con un tope de producción OPEP de 3.085 MBD.

En cuanto a los precios del crudo, han continuado con una tendencia alcista, a pesar de los esfuerzos de la OPEP por estabilizar el mercado. En el año 2007, la cesta OPEP se elevó a 68,95 \$/BI, representando un incremento de 7,88 \$/BI con respecto al alcanzado en el año 2006. Este incremento en los precios del petróleo se debió, fundamentalmente, al crecimiento sostenido de la demanda en los países asiáticos, acuerdo de recorte de producción de la OPEP, persistencia de las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente y África, problemas de producción en África, y a movimientos especulativos en los mercados a futuro. El precio promedio de la cesta de exportación venezolana para el año 2007 fue de 64,74 \$/BI, esto

es 9,53 \$/BI por encima del año anterior (55,21 \$/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 financieras.

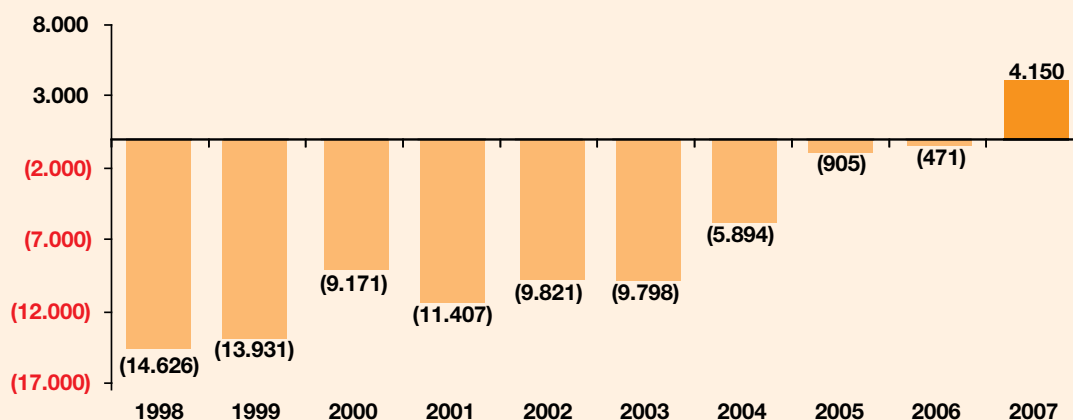
Finalmente, al cierre del ejercicio económico del año 2007, PDVSA muestra en su patrimonio un superávit en las ganancias no distribuidas de 4.150 millones de dólares, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

COMPOSICIÓN DEL PATRIMONIO DE PDVSA

Expresado en MMUS\$	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
Utilidades Retenidas:										
Reservas Legales y Otras	6.952	8.860	8.825	8.662	8.706	8.046	8.843	8.133	7.557	7.567
Ganancias (Pérdidas) Retenidas	4.150	(471)	(905)	(5.894)	(9.798)	(9.821)	(11.407)	(9.171)	(13.931)	(14.626)
Total Utilidades Retenidas	11.102	8.389	7.920	2.768	(1.092)	(1.775)	(2.564)	(1.038)	(6.374)	(7.059)
Aporte Adicional	3.010	3.233	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio del Accionista	53.206	50.716	47.014	41.862	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035
Intereses Minoritarios	2.856	2.387	81	67	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio	56.062	53.103	47.095	41.929	38.002	37.319	36.530	38.056	32.720	32.035

GANANCIAS (PÉRDIDAS) RETENIDAS

MMUS\$



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 o \$),

mientras que los impuestos en Venezuela son incurridos en bolívares (Bs.) como resultado, las condiciones financieras y el resultado de operación de

PDVSA están afectados por la tasa de inflación y la tasa cambiaria (Bs./US\$) en Venezuela.

INDICADORES FINANCIEROS

	AL 31 DE DICIEMBRE	
	2007	2006
Tasas de cambio del dólar al cierre contable (Bs/\$1)	2.150	2.150
Tasas de cambio promedio anuales del dólar (Bs/\$1)	2.150	2.150
Incrementos interanuales en el IPC (%)	22	17

IPC= Índice de precios al consumidor

3 Aportes Pagados a la Nación

La contribución total pagada a la Nación en el ejercicio fiscal del año 2007 se ubicó en 29.776 millones de dólares, superior en 2.563 millones de dólares, es decir un 9% con respecto a la del año 2006, que fue de 27.213 millones de dólares. La contribución incluye: 8.334 millones de dólares por impuesto sobre la renta, 17.161 millones de dólares por regalía, 1.659 millones de dólares por impuesto de extracción, 49 millones de dólares por impuesto de registro de exportación y 2.573 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 en Venezuela establece el ajuste fiscal por inflación para el cálculo del impuesto. Los valores inicialmente ajustados de las propiedades, plantas y equipos son depreciados o amortizados a los fines fiscales en su vida útil remanente. La

Ley también establece un ajuste regular por inflación anual que será incluido en la conciliación de la renta como una partida gravable o deducible.

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).

En el caso de yacimientos relacionados con los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco, se estableció la tasa de 16 2/3% para ser aplicada durante la primera fase de la producción con base en ciertos parámetros fijados por el Gobierno Nacional. Los convenios establecían que cuando se iniciara la producción comercial de crudo mejorado, la tasa se reduciría a 1% y se mantendría en ese nivel durante los nueve años siguientes o, hasta que los ingresos procedentes de la venta del crudo triplicará el valor de la inversión inicial, si ocurre antes de cumplirse el plazo mencionado. Después del período de nueve años, volvería a aplicarse la tasa de 16 2/3%. En octubre de 2004, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo estableció que la nueva tasa por concepto de regalía, vigente a partir del 11 de octubre de 2004 y aplicable a la explota-

ción de los crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, que llevaban a cabo las asociaciones con terceros, es de 16 2/3%. En mayo de 2006 se aprobó la Reforma Parcial a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, mediante la cual se establece que las operadoras debían pagar al Estado mediante regalías e impuestos adicionales 33,33% del valor de cada barril a boca de pozo.

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 Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

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. Hasta el 31 de diciembre de 2007, las asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco, adicional a la regalía de 16 2/3%, pagaron un impuesto de extracción de 16 2/3%.

¶ 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 sesenta (60) días continuos contados a partir de la fecha de publicación en Gaceta Oficial.

¶ Impuesto Superficial

La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece el pago de un impuesto equivalente a 100 unidades tributarias (UT) por cada kilómetro cuadrado o fracción de extensión superficial otorgada que no estuviese en explotación. Este impuesto se incrementará anualmente 2% du-

rante los primeros cinco años y 5% en los años subsiguientes.

¶ 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.

Como exportadores, las filiales venezolanas tienen derecho a recuperar una porción del impuesto pagado, el cual se clasifica en el Balance General como créditos fiscales por recuperar.

Durante el año 2006, se recibieron del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas 647 millones de dólares en Certificado de Reintegro Tributario (CERT), los cuales fueron utilizados para el pago de impuesto sobre la renta.

¶ Impuesto de Consumo General

Las ventas de gasolina y otros combustibles en Venezuela y en los Estados Unidos causan impuestos de consumo.

¶ Dividendos

PDVSA es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela. El ente de adscripción es el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, quien ejerce la representación del Accionista, y supervisa y controla sus operaciones.

De acuerdo con sus estatutos, la Asamblea de Accionistas ejerce la suprema dirección y administración de PDVSA, teniendo entre sus atribuciones aprobar o improbar los resultados económicos y financieros, así como disponer sobre el destino de las ganancias obtenidas anualmente por la empresa. En virtud de esta atribución, con base en los lineamientos del Ejecutivo Nacional, y considerando lo previsto en la Ley de Presupuesto de la Nación para cada ejercicio anual, la Asamblea de Accionistas de PDVSA ordena el pago de dividendos a favor de la República Bolivariana de Venezuela, distribuyendo a la Nación una porción de sus ganancias, estos dividendos son pagados por PDVSA dentro de los ejercicios fiscales en los que se presupuestan, de acuerdo con las instrucciones de la Oficina Nacional del Tesoro (ONT), de la República Bolivariana de Venezuela.

A continuación se muestran los aportes pagados a la nación en los últimos cinco años:

APORTES PAGADOS A LA NACIÓN					
<i>Expresado en MMUS\$</i>	2007	2006	2005	2004	2003
Regalía	17.161	17.505	11.327	8.881	5.945
Impuesto de Extracción	1.659	797	-	-	-
ISLR	8.334	7.594	5.069	1.978	1.216
Dividendos	2.573	1.317	1.317	1.302	2.326
Impuesto al Registro de Exportación	49	-	-	-	-
Total	29.776	27.213	17.713	12.161	9.487

Las cifras mostradas en este cuadro difieren ligeramente a los presentados como gastos en los estados financieros consolidados de PDVSA y sus filiales, debido a que, de conformidad con principios de contabilidad de aceptación general, algunos desembolsos son reconocidos como gastos en periodos diferentes al del pago.

4 Reconversión Monetaria

Con fecha 6 de marzo de 2007 la Presidencia de la República Bolivariana de Venezuela aprobó un decreto con rango, valor y fuerza de ley de reconversión monetaria, el cual contempla, a partir del 1° de enero de 2008 una reexpresión de la unidad del sistema monetario en el equivalente de mil bolívares actuales.


De acuerdo con el texto del mencionado decreto-ley, a partir de esa fecha los precios, salarios y demás prestaciones de carácter social, así como, los tributos y demás sumas en moneda nacional contenidas en estados financieros o en otros documentos contables, o en títulos de crédito y en general, cualquier operación o referencia expresada en moneda nacional, deberán expresarse conforme al bolívar reexpresado ("Bolívares Fuertes" o "Bs.F").

Como parte del proceso de reconversión antes indicado, el decreto-ley contempla que, a partir del 1° de octubre de 2007, los instrumentos en los cuales se oferten los precios de bienes y servicios; así como otros que expresen importes monetarios, emplearán en su referencia tanto la unidad de cuenta previa a la reexpresión, como la resultante de esta última. Asimismo, establece la expresión en la nueva unidad monetaria de aquellos estados financieros de ejercicios concluidos después del 1° de enero de 2008.

Bolívares y bolívares fuertes

Conoce las equivalencias


Bolívares	Bolívares Fuertes
Bs. 100.000	Bs.F. 100
Bs. 50.000	Bs.F. 50
Bs. 20.000	Bs.F. 20
Bs. 10.000	Bs.F. 10
Bs. 5.000	Bs.F. 5
Bs. 2.000	Bs.F. 2
Bs. 1.000	Bs.F. 1 (un bolívar fuerte)
Bs. 500	Bs.F. 0,50 (cincuenta céntimos)
Bs. 250	Bs.F. 0,25 (veinticinco céntimos)
Bs. 125	Bs.F. 0,125 (doce céntimos y medio)
Bs. 100	Bs.F. 0,10 (diez céntimos)
Bs. 50	Bs.F. 0,05 (cinco céntimos)
Bs. 20	
Bs. 10	Bs.F. 0,01 (un céntimo)



Bolívar Fuerte
Una economía fuerte. Un bolívar fuerte. Un país fuerte.

0-800-bolívar
(265.48.27)

www.reconversionbcv.org.ve



BCV
BANCO CENTRAL DE VENEZUELA

5 Resultados Operacionales y Financieros

PDVSA, como compañía 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, Norte América, Sur América 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 al 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 81% 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 al 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 son 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 incluye 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 ca-



lidad 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 riesgo operacional, el cual es el riesgo de fallas mecánicas y/o errores humanos relacionados con la operación de plantas y equipos. Otra área de riesgo es el riesgo político, en el corto plazo; acciones geopolíticas pudieran cambiar la ecuación oferta-demanda, afectando los precios de los crudos y /o productos refinados y creando incrementos en los mercados. A largo plazo, los cambios en las leyes y reglamento 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 por el seguimiento de las mejores prácticas y procedimientos operacionales; adicionalmente, 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 reac-

cionar 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 en 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 con bajo contenido de azufre, lubricantes de alta calidad y asfalto es una tendencia para el futuro. Los requerimientos de capital asociados a estas facilidades de equipamiento para producir 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 compañía. La compañía cree que está preparada para ajustarse a la mayoría de las contingencias para minimizar el posible impacto negativo en el comportamiento del mercado, por lo cual mantiene adecuados niveles de liquidez financiera y deuda, asegurando que la distribución de activos es flexi-

ble, teniendo fuentes múltiples de suministro y un portafolio de clientes diversificado, monitoreando y analizando las condiciones del mercado sobre una base continua.

Con el objeto 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 la condición financiera de los mismos. 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 cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la compañía.

PDVSA continúa haciendo énfasis en la importancia de operaciones eficientes y en el compromiso de seguridad, PDVSA opera en una industria sujeta a precios y ganancias volátiles. Las condiciones pueden cambiar rápidamente y los resultados, pueden diferir sustancialmente de los estimados de la gerencia. Adicionalmente, el riesgo de crédito de los clientes y suplidores de PDVSA pudiera afectar la liquidez de la compañía y las líneas de crédito o los términos de pago.



a Resumen Consolidado de Información Financiera

BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS					
<i>Expresados en MMUS\$</i>	2007	2006	2005	2004	2003
Propiedades, plantas y equipos, neto	52.436	42.503	35.959	35.375	35.211
Efectivo restringido, neto de porción corriente	1.743	1.928	2.978	3.039	1.000
Otros activos no corrientes	14.144	13.065	12.563	10.156	8.148
Total Activo no corriente	68.323	57.496	51.500	48.570	44.359
Inventarios	8.470	7.003	5.621	4.537	2.878
Documentos y cuentas por cobrar	15.033	10.322	8.625	5.595	4.955
Efectivo restringido	1.555	441	1.925	709	659
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.325	2.282	1.800	1.748	2.938
Otros activos corrientes	10.966	2.985	894	688	642
Total Activo corriente	39.349	23.033	18.865	13.277	12.072
Total activo	107.672	80.529	70.365	61.847	56.431
Patrimonio (1)	56.062	53.103	47.095	41.929	38.591
Deuda a largo plazo, neta de la porción corriente	13.129	2.262	2.704	2.716	6.265
Otros pasivos no corrientes	8.005	6.009	3.405	5.369	4.280
Total Pasivo no corriente	21.134	8.271	6.109	8.085	10.545
Cuentas por pagar a proveedores	5.650	6.379	4.993	4.313	3.365
Porción corriente de la deuda a largo plazo	2.877	652	729	1.004	750
Impuesto sobre la renta por pagar y diferido	3.048	2.487	6.347	3.367	624
Otros pasivos corrientes	18.901	9.637	5.092	3.149	2.556
Total Pasivo corriente	30.476	19.155	17.161	11.833	7.295
Total pasivo	51.610	27.426	23.270	19.918	17.840
Total pasivo y patrimonio	107.672	80.529	70.365	61.847	56.431
Relación Deuda/Patrimonio (2)					
Total deuda	16.006	2.914	3.433	3.768	7.061
Deuda / Patrimonio (%)	29%	5%	7%	9%	18%

(1) Del cual el capital social representa \$ 39.094 millones.

(2) calculado como deuda a largo plazo total, incluyendo porción corriente, dividido entre el patrimonio.

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS

<i>Expresados en MMUS\$</i>	2007	2006	2005	2004	2003
Ventas de petróleo crudo y sus productos					
Exportaciones y en el exterior	93.820	96.764	81.105	60.972	44.178
En Venezuela	2.357	2.233	1.408	1.227	961
Otras ventas	65	255	402	43	226
Total ingresos	96.242	99.252	82.915	62.242	45.365
Costos y gastos					
Compras de petróleo crudo y sus productos	28.137	38.778	32.001	23.748	20.496
Gastos de operación	14.958	14.779	14.034	13.181	9.182
Gastos de exploración	154	100	118	60	27
Depreciación y amortización	4.018	3.640	3.191	2.944	2.891
Deterioro de activos	(22)	(93)	20	6	296
Gastos de venta, administración y generales	2.702	2.184	1.667	1.157	871
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	21.981	18.435	13.318	9.247	6.428
Gastos de financiamiento	584	267	183	449	678
Otros egresos (ingresos), neto	(188)	467	426	622	53
Total costos y gastos	72.324	78.557	64.958	51.414	40.922
Participación patrimonial en resultados netos de compañías afiliadas	733	1.120	1.074	938	333
Ganancia en venta e inversión en afiliadas	641	1.432	-	-	-
Ganancia antes de gastos para el desarrollo social e impuesto sobre la renta	25.292	23.247	19.031	11.766	4.776
Aportes para el desarrollo social	14.102	13.784	6.909	1.242	249
Ganancia antes de impuesto sobre la renta	11.190	9.463	12.122	10.524	4.527
Impuesto sobre la renta	5.017	4.031	5.793	5.420	1.274
Ganancia neta de operaciones continuas	6.173	5.432	6.329	5.104	3.253
Operaciones discontinuadas					
Ganancia de operaciones discontinuadas, netas de impuesto	100	20	154	302	30
Ganancia neta	6.273	5.452	6.483	5.406	3.283
Atribuible al Accionista de la Compañía	5.371	4.994	6.469	5.432	3.277
Intereses minoritarios	902	458	14	(26)	6
	6.273	5.452	6.483	5.406	3.283

INFORMACIÓN SOBRE FLUJO DE CAJA

<i>Expresados en MMUS\$</i>	2007	2006	2005	2004	2003
Efectivo neto provistos por las actividades operacionales	4.174	4.044	5.595	8.792	5.929
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(13.187)	(1.748)	(3.939)	(5.385)	(1.085)
Efectivo neto provisto por (usado en) las actividades de financiamiento	10.056	(1.814)	(1.604)	(4.597)	(3.609)
Aumento / disminución neto(a) en el efectivo y equivalentes de efectivo	1.043	482	52	(1.190)	1.235

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR SECTORES

Expresados en MMUS\$	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total consolidado	Año terminado el 31/12/2006
	Año terminado el 31 de diciembre de 2007				
Ingresos					
Ventas de petróleo crudo y sus productos					
Exportaciones y en el exterior	61.731	50.238	(18.149)	93.820	96.764
En Venezuela	2.321	5.650	(5.614)	2.357	2.233
Otras Ventas	-	-	65	65	255
Total Ingresos	64.052	55.888	(23.698)	96.242	99.252
Costos y Gastos					
Compras de Petróleo Crudo y sus productos	7.102	44.640	(23.605)	28.137	38.778
Gastos de operación	7.554	7.013	391	14.958	14.779
Gastos de exploración	154	-	-	154	100
Depreciación y amortización	3.424	515	79	4.018	3.640
Deterioro de activos	(22)	-	-	(22)	(93)
Gastos de ventas, administración y generales	1.764	584	354	2.702	2.184
Gastos de financiamiento	450	134	-	584	267
Otros egresos, neto	344	484	(1.016)	(188)	467
Sub-total	20.770	53.370	(23.797)	50.343	60.122
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	21.981	-	-	21.981	18.435
Total Costos y Gastos	42.751	53.370	(23.797)	72.324	78.557
Participación patrimonial	94	630	9	733	1.120
Ganancia en venta de inversión en afiliada	-	-	641	641	1.432
Ganancia antes de desarrollo social e ISLR	21.395	3.148	749	25.292	23.247
Gastos para el desarrollo social	14.099	3	-	14.102	13.784
Ganancia antes del ISLR	7.296	3.145	749	11.190	9.463
Impuesto sobre la renta	4.107	1.403	(493)	5.017	4.031
Ganancia neta de operaciones continuas	3.189	1.742	1.242	6.173	5.432
Operación descontinuada					
Ganancia de operación descontinuada, neta de impuesto	71	29	-	100	20
Ganancia neta	3.260	1.771	1.242	6.273	5.452
Ganancia neta					
Atribuible al Accionista de la Compañía				5.371	4.994
Intereses minoritarios				902	458
				6.273	5.452

(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
Expresados en MMUS\$

	Sector Nacional	Sector Internacional	Eliminaciones (1)	Total consolidado
Año terminado el 31 de diciembre de 2006				
Ingresos				
Ventas de petróleo crudo y sus productos				
Exportaciones y en el exterior	52.787	59.107	(15.130)	96.764
En Venezuela	2.233	5.223	(5.223)	2.233
Otras Ventas	254	-	1	255
Total Ingresos	55.274	64.330	(20.352)	99.252
Costos y Gastos				
Compras de Petróleo Crudo y sus productos	5.002	53.670	(19.894)	38.778
Gastos de operación	8.093	6.724	(38)	14.779
Gastos de exploración	100	-	-	100
Depreciación y amortización	3.189	465	(14)	3.640
Deterioro de activos	(79)	(13)	(1)	(93)
Gastos de ventas, administración y generales	1.687	503	(6)	2.184
Gastos de financiamiento	304	116	(153)	267
Otros egresos, neto	(11)	430	48	467
Sub-total	18.285	61.895	(20.058)	60.122
Regalías, impuesto de extracción y otros impuestos	18.435	-	-	18.435
Total Costos y Gastos	36.720	61.895	(20.058)	78.557
Participación patrimonial	202	870	48	1.120
Ganancia en venta de inversión en Lyondell-Citgo Refining LP	-	1.432	-	1.432
Ganancia antes de desarrollo social e ISLR	18.756	4.737	(246)	23.247
Gastos para el desarrollo social	13.781	3	-	13.784
Ganancia antes del ISLR	4.975	4.734	(246)	9.463
Impuesto sobre la renta	2.992	1.661	(622)	4.031
Ganancia neta de operaciones continuas	1.983	3.073	376	5.432
Operación descontinuada				
Ganancia de operación descontinuada, neta de impuesto	-	-	20	20
Ganancia neta	1.983	3.073	396	5.452
Ganancia neta				
Atribuible al Accionista de la Compañía				4.994
Intereses minoritarios				458
				5.452

(1) De acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera, los saldos y transacciones entre las filiales consolidadas deben ser eliminadas.

Producción

Producción Crudo

La producción total nación promedio de 2007 fue de 3.150 MBD, menor en 100 mil barriles diarios a la producción del promedio alcanzada en el 2006 de 3.250 MBD debido principalmente por

dos factores: el recorte de producción acordado en el seno de la OPEP y a la desinversión registrada por parte de las empresas privadas de los antiguos Convenios Operativos y asociaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco en el proceso de migración a Empresas Mixtas.

Producción de LGN

La producción promedio del año 2007 de los líquidos del gas natural (LGN), incluyendo el gas etano, fue de 172 mil barriles diarios, 5 mil barriles diarios por debajo de la producción promedio del 2006 (177 mil barriles diarios).

▫ Ingresos Totales

La disminución de los ingresos totales de PDVSA fue de 3.010 millones de dólares, 3 % por debajo de los ingresos del año 2006 pasando de 99.252 millones de dólares en el 2006 a 96.242 millones de dólares en el año 2007, debido al efecto de la disminución de las ventas de CITGO en el mercado norteamericano, por el cambio de estrategia de negocio, al no renovarse el contrato con las estaciones de servicios independientes y la cadena de tiendas 7-Eleven.

Ventas de Exportación

La exportación propia promedio del año 2007 fue de 2.789 MBD, 186 MBD por debajo de la exportación promedio alcanzada en el año 2006 (2.975 MBD) principalmente por las razones mencionadas anteriormente con relación a la producción de crudo.

El precio promedio de exportación de la cesta Venezuela del año 2007 se ubicó en 64,74 \$/BI, con un incremento de precio de 9,53 \$/BI con respecto al precio promedio del año 2006 (55,21\$/BI), fundamentalmente, por tensiones geopolíticas del Medio Oriente, movimientos especulativos de mercados futuros, acuerdo de recorte de la cuota OPEP e incremento de la demanda de los países de Latinoamérica y el Caribe.

Ventas Netas Filiales internacionales

En el año 2007, el volumen total de crudo, productos refinados y LGN vendidos totalizan 50.238 millones de dólares comparado con 59.107 millones de dólares del año 2006, lo que representó una disminución de 8.869 millones de dólares, debido al efecto de la disminución de las ventas de CITGO en el mercado norteamericano, por el cambio de estrategia de negocio, que condujo a la

cancelación del contrato con la cadena de gasolineras 7-Eleven, así como también estaciones de servicio independientes, para un total de estaciones de servicio desincorporadas de 4.951.

Ventas Mercado Local

PDVSA vendió 564 MBD de productos refinados (incluyendo Gas Licuado de Petróleo) en el mercado venezolano en el año 2007, comparado con 548 MBD en el año 2006, principalmente por incremento del parque automotor venezolano.

▫ Costos y Gastos

Compras de Crudo y Productos

La disminución en las compras de crudo y producto fue de 10.641 millones de dólares, lo que representa 27 %, pasando de 38.778 millones de dólares en el año 2006 a 28.137 millones de dólares en el año 2007. La disminución se originó principalmente por menores compras de gasolina por parte de CITGO (9.968 millones de dólares en 2007 vs. 22.204 millones de dólares en 2006) por la disminución de sus operaciones por cambio en su estrategia de negocio.

Costos de Operación

El costo de operación para 2007 cerró con un saldo de 14.958 millones de dólares mientras que para el año 2006 se ubicó en 14.779 millones de dólares, lo que representa un incremento de 179 millones de dólares. Esto se debe, principalmente, al efecto combinado de menores costos en el sector nacional generados por la eliminación de los pagos por servicios de los Convenios Operativos que migraron a Empresas Mixtas en abril de 2006, aumento de los costos de refinación en CITGO, aumento de los costos laborales por nuevo contrato colectivo y por la absorción de personal de contratistas.

Gastos de Exploración

Los gastos de exploración se ubicaron en 154 millones de dólares en el año 2007, 54 millones de dólares más que el año 2006 (100 millones de dólares) lo que representa un incremento de un 54% debido principalmente al incremento de la actividad de geofísica en las operaciones de adquisición de sísmica 3D que alcanzó un total de 1.475 Km² y para el 2006 abarcó un 42% de ésta; registro 28 millones de dólares por transferencia a gastos de pozos seco en el año 2007; e incremento en la contratación de horas hombres de especialistas locales y foráneos para asesorías.

Gastos de Ventas, Administración y Generales

Para 2007 el gasto fue de 2.702 millones de dólares, mientras que para 2006 se ubicó en 2.184 millones de dólares lo que representó un aumento de 518 millones de dólares debido, principalmente, al incremento en costos de labor generado por los beneficios otorgados a los trabajadores en el nuevo contrato colectivo.

Gastos de Depreciación y Amortización

Los gastos de depreciación y amortización para el año 2007 se ubicaron en 4.018 millones de dólares, 378 millones de dólares mayores al gasto del año 2006 (3.640 millones de dólares). Este incremento se debe, básicamente, a: aumento de la inversión en activos operativos, nuevas capitalizaciones de obras en progreso e incorporación de los activos de las nuevas Empresas Mixtas.

Participación Patrimonial en Resultados Netos en Compañías Afiliadas

En relación con la Participación Patrimonial en Compañías Afiliadas para el



año 2007 se ubicó en 733 millones de dólares, lo que representó una disminución de 387 millones de dólares con respecto al año 2006 (1.120 millones de dólares) debido principalmente a la venta por parte de CITGO de sus afiliadas LYONDELL- CITGO Refining LP, en 2006 y Colonial Pipeline Company y Explorer Pipelines, en 2007.

En 2007 CITGO vendió su participación de 15,79% y 6,8% en Colonial Pipeline Company y Explorer Pipeline Company, respectivamente. Por esta venta, CITGO recibió en efectivo 756 millones de dólares, respectivamente, y reconoció una ganancia neta, por la venta de estas inversiones, de 533 millones de dólares y 108 millones de dólares, respectivamente, las cuales se presentan en el Estado de Resultados como Ganancia en Venta de Inversión.

Gastos para el Desarrollo Social

El gasto social se ubicó en 14.102 millones de dólares, un incremento de 318 millones de dólares con respecto a la cifra del año 2006 de 13.784 millones de dólares (ver capítulo IV N° 8).

e 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 2007, líneas de crédito garantizadas por 70 millones de dólares.

Flujo de Caja por las Actividades Operacionales

Al 31 de diciembre de 2007, el efectivo neto de PDVSA provisto por las actividades operacionales fue de 4.174 millones de dólares debido, fundamentalmente, a una ganancia neta de 6.273 millones de dólares; 4.018 millones de dólares por gastos de depreciación y amortización; 53 millones de dólares por el costo de obligaciones por retiro de activos, 2.784 millones de dólares por provisión para beneficios a los empleados y otros beneficios post-retiro, 446 millones de dólares por el ajuste al valor razonable de las cuentas por cobrar a largo plazo, 15 millones de dólares por aumento de la estimación para cuentas de cobro dudoso, 5.206 millones de dólares por cambios en pasivos operacionales, 10 millones de dólares por deterioro del valor de los activos, 115 millones de dólares por pérdida de transacciones en moneda extranjera; compensado por 733 millones de dólares por los resultados netos en la participación patrimonial en compañías afiliadas; 641 millones de dólares por ganancia en venta de inversión en Colonial Pipeline Company y Explorer Pipelines, 1.587 millones de dólares por impuesto sobre la renta diferido, 666 millones de dólares por exceso de los valores reconocidos sobre el costo de la inversión, 11.119 millones de dólares por cambios en activos operacionales y 5.913 millones de dólares por la variación del capital de trabajo.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Inversión

Al 31 de diciembre de 2007, el efectivo neto de PDVSA usado para las actividades de inversión fue de 13.187 millones

de dólares, de los cuales 12.852 millones de dólares se utilizaron para las adquisiciones de propiedades, plantas y equipos neto; una disminución de 929 millones de dólares del efectivo restringido; y compensado por 756 millones de dólares por la venta de la inversión en Colonial Pipeline Company y Explorer Pipeline Company; 635 por dividendos recibidos de afiliadas, 1.195 por adquisición de grupos de activos mantenidos para la venta, neto y 398 millones de dólares por otras variaciones de inversiones.

Flujo de Caja Usado para las Actividades de Financiamiento

Al 31 de diciembre de 2007, el efectivo neto de PDVSA usado para las actividades de financiamiento fue de 10.056 millones de dólares, 14.959 millones de dólares por la emisión de la oferta pública de bonos y otros financiamientos dirigidos y regulados por el Banco Central de Venezuela (BCV), compensados con 2.658 millones de dólares correspondientes a un anticipo al accionista a cuenta de dividendos, 1.866 millones de dólares por pagos de la deuda a largo plazo, y 379 millones de dólares por dividendos pagados a inversionistas minoritarios.

Cláusulas Contractuales

Varias facilidades de préstamo establecen cláusulas contractuales que restringen la capacidad de la Compañía a incurrir en deuda adicional, pagar dividendos, hipotecar propiedades y vender ciertos activos. La Compañía estaba en cumplimiento de estas cláusulas al 31 de diciembre de 2007 y 2006.

f Efectivo Restringido

Fidecomiso en Bandes

Con base en la nueva responsabilidad social que corresponde a PDVSA, se

han constituido los siguientes fideicomisos con el BANDES para atender, primordialmente: 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 y 2005. En el año 2006 se efectuó un aporte extraordinario por 229 millones de dólares para garantizar el cumplimiento de los compromisos de proyectos previamente aprobados. Este fondo no recibió aportes durante el año 2007.
- Convenio Integral de Cooperación con la República Argentina, producto de la firma del Convenio Integral de Cooperación entre la República Bolivariana de 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 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 2007 y 2006, se efectuaron

aportes a este fideicomiso por 101 millones de dólares y 96 millones de dólares, respectivamente.

Fondo para la Estabilización Macroeconómica (FEM)

En noviembre de 2003, el Gobierno Nacional constituyó el FEM, con el objetivo de lograr 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 calendarios, después de deducir los impuestos relacionados con estos ingresos. La Ley y sus reformas no han previsto aportes adicionales desde el año 2004.

Los recursos del FEM pueden ser usados en los casos de suceder una disminución en los ingresos fiscales, cualquiera que sea su origen, con relación al promedio de dichos ingresos recaudados en los últimos tres años calendarios o, en caso de estado de emergencia económica decretado de conformidad con la Constitución de la República Bolivariana 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 los años 2007 y 2006, este fondo originó ingresos financieros por 39 millones de dólares para ambos años, que se incluyen en otros egresos ne-

tos en los estados consolidados de resultados.

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 entre 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 (véase la nota 30). Durante los años 2007 y 2006 el fideicomiso no recibió aportes adicionales de PDVSA.

Fondos para los Proyectos de Crudo Extrapasado en la Faja Petrolífera del Orinoco

Corresponde a fondos 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 Faja Petrolífera del Orinoco.

Fondo para Inversiones de PDV Caribe, S.A.

El 11 de agosto de 2006, la Junta Directiva de PDVSA aprobó la constitución de un fondo en Euros (€) por € 310 millones (equivalentes a 407 millones de dólares) con el fin de cumplir, a través de la filial PDV Caribe, S.A. con los planes de inversión en proyectos energéticos de gran importancia estratégica, enmarcados dentro de la política de

integración energética con países del área de El Caribe, impulsada por el Ejecutivo Nacional. El 4 de septiembre de 2006, se aprobó la colocación, restringida, de estos fondos en una institución financiera en el exterior, con el objetivo de procurar la ejecución adecuada de las inversiones planificadas.

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 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 2007 y 2006, se efectuaron aportes a este fondo por 24 millones de dólares y 191 millones de dólares, respectivamente.

Cuenta de Liquidez de PDVSA Finance y 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, la cual está integrada por efectivo y depósitos a plazos, incluyendo los intereses devengados sobre estos montos.

Acuerdo de Suministro

PDVSA Petróleo mantiene varios acuerdos de suministros que se resumen a continuación:

ACUERDOS DE SUMINISTRO

Entidad	Convenio de suministro (MBD)	Año de finalización
Ruhr	237	Período de la asociación, más de 3 años adicionales
Nynäs	57	Período de la asociación, más de 3 años adicionales
LYONDELL - Houston Refining LP	230	2011
Chalmette Refining	90	Período de la asociación
ConocoPhillips	190	2020
Hovensa	270	Entre 2008 y 2022
Hamaca Marketing Company	129	Período de la asociación
	1.203	

Como resultado de la venta de la inversión en LYONDELL-CITGO, efectuada durante el año 2006, el acuerdo de suministro quedó sin efecto. Se firmó un nuevo de condiciones similares, entre la empresa LYONDELL Houston Refining LP. y PDVSA Petróleo.

Políticas Contables Significativas

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 (International Financial Reporting Interpretations Committee – IFRIC) de la IASB.

Los estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva en marzo de 2008.

Para la preparación de los estados financieros consolidados se requiere que la gerencia realice estimaciones, juicios y suposiciones que afectan la aplicación de las políticas contables y los montos presentados de activos, pasivos, ingresos y gastos. La Compañía

aplica sus mejores estimaciones y juicios; sin embargo, los resultados finales podrían diferir de esos estimados. Los estimados y suposiciones relacionadas se basan en la experiencia y algunos otros factores que se consideran razonables en las circunstancias actuales, cuyo resultado es la base para formar los juicios sobre el valor en libros de los activos y pasivos que no son fácilmente determinables por otras fuentes. Los estimados y suposiciones son revisados periódicamente, y, las revisiones de estos estimados contables, son reconocidas en el mismo período o en los períodos futuros afectados. Las áreas significativas de incertidum-

bre de estimación y juicios críticos, en la aplicación de políticas contables que tienen un efecto significativo sobre los montos reconocidos en los estados financieros, son las siguientes:

- Nota 13 - Impuesto sobre la renta diferido y uso de pérdidas fiscales
- Nota 14 - Depreciación y amortización
- Nota 24 - Medición de obligaciones de beneficios de jubilación definidos por contrato y otros beneficios post-retiro diferentes a jubilación.
- Nota 25 - Acumulaciones y otros pasivos
- Nota 27 - Valuación de instrumentos financieros

Pronunciamientos Contables Recientemente Emitidos

Varias normas nuevas y enmiendas e interpretaciones a las normas actuales aún no están vigentes para el año terminado el 31 de diciembre de 2007, y no se han aplicado en la preparación de estos estados financieros consolidados. Las más importantes para PDVSA son las siguientes:

- En noviembre de 2006, la IASB emitió la Norma Internacional de Información Financiera N° 8 (NIIF 8) Operaciones por Segmento. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero 2009, y la misma requerirá la revelación de segmentos de información basados en los reportes internos revisados regularmente por el Comité de Operaciones de Exploración y Producción, por el Comité de Operaciones de Refinación y, por El Comité de Operaciones de Comercio y Suministro; esto con el objeto de evaluar cada segmento.
- Durante el año 2006, la IASB emitió la Interpretación N° 12 (CINIIF 12) Acuer-

dos para Concesión de Servicios. Esta interpretación provee una guía para el reconocimiento y medición de operaciones relacionadas con acuerdos para concesión de servicios del sector público al sector privado. La CINIIF 12 estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2008.

- En marzo de 2007, la IASB emitió la Norma Internacional de Contabilidad N° 23 revisada Costos de Financiamiento (NIC 23), la cual elimina la opción de reconocer en los resultados los costos de financiamiento y requiere que la Compañía capitalice estos costos de financiamiento directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, como costo de ese activo. Esta norma estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2009.
- En julio de 2007, la IASB emitió 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, la cual aclara cuando reembolsos o reducciones en futuras contribuciones relacionadas con un activo por beneficio definido serán considerados como disponibles, y adicionalmente provee una guía sobre el impacto de los requerimientos mínimos de fondeo de tales activos. Asimismo, aclara cuando un requerimiento mínimo de fondeo debería originar un pasivo. Esta interpretación estará en vigencia para los ejercicios económicos iniciados en o después del 1° de enero de 2008.

PDVSA está evaluando las nuevas normas emitidas y, con base en el avance alcanzado en sus análisis a la fecha, considera que estas normas no tendrán

un impacto significativo sobre los estados financieros consolidados.

Pronunciamientos Contables Adoptados Recientemente

Durante el año 2007, comenzaron a estar vigentes las siguientes normas e interpretaciones:

- La NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones y la enmienda a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros: Revelaciones sobre Capital, requieren revelaciones detalladas sobre la relevancia de los instrumentos financieros para la situación financiera de una entidad y su desempeño, tanto revelaciones cualitativas como cuantitativas sobre la naturaleza y alcance de los riesgos asociados.
- La Interpretación N° 9 (CINIIF 9) Revaluación de Instrumentos Derivados Implícitos, requiere que una entidad valore un instrumento financiero derivado implícito separándolo del contrato principal, y contabilizarlo como un derivado desde el momento en que la entidad suscribió dicho contrato. La revaluación subsecuente es prohibida a menos que se produzca un cambio en los términos originales del contrato.
- La Interpretación N° 10 (CINIIF 10) Información Financiera Intermedia y Deterioro, aclara que una entidad no debe revertir las pérdidas por deterioro reconocidas en un período interino previo con respecto a la plusvalía o a la inversión de cualquier activo financiero registrado al costo.

Las políticas contables de la Compañía 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.



6 Detalle de la Deuda Financiera Consolidada

La deuda financiera consolidada al 31 de diciembre de 2007, consiste en lo siguiente:

DETALLE DE LA DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA

Consolidada al 31 de diciembre de 2007 (En MMUS\$)

PDVSA (Casa Matriz)

Préstamos garantizados, otorgados por agencias gubernamentales de exportación e instituciones financieras, con interés anual variable LIBOR más 0,5% y vencimiento en el año 2008	200
Préstamos garantizados, otorgados por agencias gubernamentales de exportación e instituciones financieras, con interés anual variable entre 1,70% y ,30% y vencimiento en el año 2012 (en Yenes)	213
Facilidad de crédito no garantizada, a interés variable LIBOR más 4,5% y vencimiento en el año 2010	6
Bonos no garantizados, con vencimientos en los años 2017, 2027 y 2037 por un monto de \$3.000, \$3.000 y \$1.500 millones 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	3.327
Línea de crédito rotativa, no garantizada, con interés variable LIBOR más 1% y vencimiento en el año 2008 prorrogable	1.124
	12.370

CITGO

Facilidad de crédito rotativa garantizada, con interés anual de 8,25% y vencimiento en el año 2010	80
Facilidad de crédito, con tasa de interés LIBOR más 1,75% y vencimiento en el año 2008	1.000
Acuerdo de crédito garantizado por \$700 millones, con interés variable LIBOR más 1,38% y vencimiento en el año 2012	637
Bonos exentos de impuesto, con tasa anual variable y fija, entre 3,92% y 8,00%, garantizados con cartas de crédito y vencimientos entre los años 2008 y 2037	562
Bonos sujetos a impuesto, garantizados con cartas de crédito, a tasas variables de 5,88% y con vencimiento en el año 2026	60
	2.339

Petrozuata

Préstamo garantizado con interés anual variable, entre LIBOR más 1,25% y 1,50% anual, con vencimiento entre los años 2009 y 2011	177
Bonos garantizados, con tasa de interés entre 7,63% y 8,37% anual, y vencimientos entre los años 2009, 2017 y 2022	800
	977

PDVSA Sincor

Línea de crédito garantizada, a interés anual variable, entre LIBOR más 5,53% y 6,97%, y vencimientos entre los años 2007 y 2012	236
--	-----

PDVSA VI

Bonos garantizados por PDVSA y la participación accionaria en Hovensa, con interés anual de 8,46%, y vencimientos entre los años 2008 y 2009	76
--	----

Tropigas, S.A.C.A.

Pagarés con interés anual de 17,67% y con vencimiento en el año 2008 (en Bolívares)	5
---	---

Bariven

Préstamos garantizados, otorgados por agencias gubernamentales de exportación e instituciones financieras, con interés anual variable y fijo entre 6,13% y 7,69%, y vencimiento en el año 2008	3
--	---

Total deuda financiera consolidada	16.006
---	---------------

Este balance de la deuda financiera consolidada no incluye los pasivos financieros consolidados de C.A. La Electricidad de Caracas (EDC), debido

a que la inversión en esta entidad es presentada por PDVSA como disponible para la venta en su información financiera al 31 de diciembre de 2007.

Los vencimientos de la deuda financiera consolidada, al 31 de diciembre de 2007, son los siguientes:

VENCIMIENTO DE DEUDA FINANCIERA CONSOLIDADA

Al 31 de diciembre de 2007

Años	(En millones de dólares)
2008	2.877
2009	447
2010	422
2011	436
2012	1.113
Años restantes	10.711
	16.006

La deuda financiera consolidada está denominada en dólares, excepto las deudas en Yenes y en Bolívares indicadas anteriormente.

Emisión de Bonos y Otros Financiamientos

Entre los meses de enero y febrero del año 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). 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. En la emisión combinada de estos bonos se generó una prima de 5,5%. Los bonos serán pagados en dólares a su vencimiento.

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. 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 International Cooperation (JBIC), aprobó el otorgamiento de un préstamo a la Compañía por 3.500 millones de dólares. Este préstamo tiene un vencimiento a 15 años, causará intereses a una tasa equivalente a LIBOR más 1,13%, e incluye opciones de pagos 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. Al 31 de diciembre de 2007 la Compañía ha efectuado pagos por 173 millones de dólares, quedando un saldo pendiente a esa fecha de 3.327 millones de dólares.

En enero de 2007, la Compañía contrató una línea de crédito por 1.124 millones de dólares con un grupo de bancos liderado por el BNP Paribas. Este préstamo tiene fecha de vencimiento el 30 de enero de 2008 y el mismo fue extendido por un año adicional con la aprobación de los prestamistas que re-

presenten más de 50% del compromiso original. Este préstamo causará intereses a una tasa equivalente a LIBOR, más un incremento calculado con base en el riesgo país de Venezuela, establecido por una agencia calificadora. A la fecha de la emisión, este incremento era de 1,15%.

En el mes de diciembre de 2007, PDVSA pagó 501 millones de dólares, por el 99% de los bonos, con vencimientos en los años 2009, 2020 y 2028, del antiguo Convenio de Asociación Cerro Negro conformado por PDVSA, Exxon Mobil y British Petroleum, que operaba en la Faja Petrolífera del Orinoco. Asimismo, 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 de Cerro Negro, se da inicio al proceso de constitución de una nueva empresa mixta denominada Petromonagas, S.A., en la cual PDVSA poseerá 83,33% de las acciones a través de la CVP, y British Petroleum (BP) 16,67%, a través de su filial Veba Oil & Gas Cerro Negro GMBH.

Durante el año 2007, PDVSA pagó en su totalidad el endeudamiento del antiguo Convenio de Asociación Hamaca, conformado por PDVSA, ConocoPhillips y ChevronTexaco, que operaba en la Faja Petrolífera del Orinoco. 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 el 70% y a ChevronTexaco el 30%, de acuerdo con la participación en acciones en la nueva empresa mixta. Los pagos fueron efectuados por Corpoguanipa y por Texaco Orinoco Resources Company, filial de Chevron Corporation.

El 15 de noviembre de 2005, CITGO se comprometió, con una facilidad de crédito preferencial garantizada por 1.850 millones de dólares (Bs3.977.500 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. La facilidad de crédito está garantizada por los intereses 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 vence el 17 de junio del 2008. Los fondos netos recibidos por CITGO se utilizaron para hacer un préstamo a PDVSA. El costo

de generación de este financiamiento por 22 millones de dólares, será 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%; ó (ii) la tasa LIBOR ajustada más el margen que aplica para el caso. Al 31 de diciembre del 2007, la tasa de interés del préstamo es 6,06% con base en la opción de la tasa LIBOR.

El 13 de marzo de 2006, PDVSA Finance Ltd. hizo pública la oferta de redención del total de la deuda pendiente a esa fecha por 83 millones de dólares. Esta redención se efectuó el 11 de abril de 2006 mediante el pago de una prima por, aproximadamente, 13 millones de dólares, la cual se incluye en los estados consolidados de resultados en el rubro otros egresos, neto.

A partir de octubre de 2007, la información financiera de Petrozuata se incluye en los estados financieros consolidados de la Compañía, 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.

Petrozuata ha suscrito acuerdos (préstamos rotativos), sujeto a ciertas condiciones, con algunos prestamistas por un monto adicional de financiamiento por 450 millones de dólares. Petrozuata recibió y utilizó 450 millones de dólares producto de este acuerdo. Los intereses son calculados a la tasa LIBOR, más un porcentaje entre el 1,12% y 1,25%, y son pagados semestralmente en abril y octubre de cada año. El monto de la amortización del principal es de 38,9 millones de dólares anuales pagaderos en dos cuotas semestrales, comenzando en el año 2001.

En junio de 1997 Petrozuata Finance

Inc., una filial de Petrozuata creada con el único propósito de realizar la colocación de oferta de oferta privada de bonos, realizó una emisión de bonos por 988 millones de dólares neto de descuento por 13 millones de dólares, a través de la emisión de bonos Serie "A" (300 millones de dólares), Serie "B" (625 millones de dólares) y Serie "C" (75 millones de dólares). Los bonos tienen vencimiento en los años 2009, 2017 y 2022, y una tasa de interés de 7, 63%, 8,22% y 8,37%, respectivamente. Los intereses son pagados semestralmente, en abril y octubre de cada año. Para los bonos Series "A" y "B", el monto de la amortización del principal es pagadero semestralmente, comenzando el 1° de abril de 2004 y 2008, respectivamente. El monto de amortización del principal de los bonos Series "A" y "B" es determinado con base en un porcentaje del monto original, el cual varía en función del período de pago, mientras que el principal de los bonos Serie "C" es pagadero a su vencimiento el 1° de octubre de 2022.

Cláusulas Contractuales

Varias facilidades de préstamo establecen cláusulas contractuales que restringen la capacidad de la Compañía a incurrir en deuda adicional, pagar dividendos, hipotecar propiedades y vender ciertos activos. La Compañía estaba en cumplimiento de estas cláusulas al 31 de diciembre de 2007 y 2006, con la excepción para el año 2006 de lo indicado en el párrafo siguiente relacionado con compromisos contractuales de la filial PDVSA Petróleo, la cual posee una participación en el Proyecto Hamaca.

Una porción de la deuda a largo plazo de PDVSA Petróleo, correspondiente a la línea de crédito de Corpoguanipa, se presentaba como circulante al 31 de di-

ciembre de 2006, debido al recibo de una notificación de probable incumplimiento, el 20 de enero de 2006, por el retraso en la suscripción del Contrato de Garantía Adicional de Trabajo y Reconocimiento de Servicios Eléctricos (Collateral Assignment and Acknowledgement of Electrical Services Agreement). Esta situación quedó solventada durante el año 2007 con el pago de la totalidad del endeudamiento del Proyecto Hamaca.

Al 31 de diciembre de 2007, PDVSA tiene disponible líneas de crédito garantizadas por 70 millones de dólares.



➤ INFORME DE
GESTIÓN ANUAL
2007

